



GE VERNOVA

Multilin Agile

P14D, P14N, P94V

Instrukcja obsługi
Zabezpieczenie Pola

Wersja sprzętu: E

Wersja oprogramowania: 8.0

Numer referencyjny publikacji: MAP14-TM-EN-7.1



Informacja o prawie autorskim

Copyright © 2025 GE Vernova. Wszelkie prawa zastrzeżone.

GridBeats, Universal Relay, Multilin, MiCOM, S1 Agile, P40 Agile, DS Agile, EnerVista, CyberSentry, HardFiber, FlexLogic, FlexElement, FlexCurve, FlexAnalog, FlexInteger oraz FlexState to znaki towarowe lub zarejestrowane znaki towarowe firmy GE Vernova.

Zawartość tej instrukcji jest własnością firmy GE Vernova. Niniejsza dokumentacja podlega licencji i nie wolno jej powielać, zarówno w części, jak i w całości, bez zezwolenia firmy GE Vernova. Zawartość tej instrukcji jest przeznaczona tylko do celów informacyjnych i podlega zmianom bez powiadomienia.

Wyłączenia odpowiedzialności

Użytkownik jest odpowiedzialny za sprawdzenie i potwierdzenie przystosowania wszystkich produktów GE Vernova Grid Automation. Tu urządzenie musi być stosowane zgodnie z jego granicami konstrukcyjnymi. Prawidłowe stosowanie wraz z konfiguracją i ustawieniem tego produktu odpowiednio do zasobów układów zasilających leży w zakresie odpowiedzialności użytkownika, od którego wymaga się również zapewnienia przestrzegania wszystkich lokalnych lub regionalnych wytycznych bezpieczeństwa. Nieprawidłowe stosowanie tego produktu może powodować ryzyko szkód materialnych/środowiskowych, obrażeń ciała lub śmierci, a wyłączoną odpowiedzialność za to ponosi osoba / podmiot stosujący i kwalifikujący produkt do użycia.

Treść niniejszego dokumentu została opracowana, aby przekazać informacje o prawidłowym instalowaniu, konfigurowaniu i utrzymaniu niniejszego produktu zgodnie z przeznaczeniem. Te informacje nie obejmują wszystkich możliwych ewentualności, jakie mogą wyniknąć podczas rozruchu, użytkowania, serwisowania lub konserwacji. W przypadku stwierdzenia sytuacji nieopisanych jednoznacznie w tym dokumencie, należy skontaktować się z lokalnym zakładem serwisowym GE Vernova.

Informacja zawarta w tym dokumencie może się zmieniać bez powiadomienia.

UŻYTKOWNIK PONOSI WYŁĄCZNĄ ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA ZABEZPIECZENIE SWOJEJ SIECI I POWIĄZANYCH URZĄDZEŃ PRZED WŁAMANIAM I ATAKAMI NA CYBERBEZPIECZEŃSTWO. FIRMA GE VERNOVA I JEJ PODMIOTY STOWARZYSZONE NIE PONOSZĄ ODPOWIEDZIALNOŚCI ZA ŻADNE SZKODY I/LUB STRATY, DO JAKICH DOJDZIE NA SKUTEK LUB W ZWIĄZKU Z WŁAMANIEM BĄDŹ ATAKAMI NA CYBERBEZPIECZEŃSTWO.

Contents

Rozdział 1	Wprowadzenie	1
1.1	Przegląd rozdziału	2
1.2	Posłowie	3
1.2.1	Adresaci niniejszego podręcznika	3
1.2.2	Konwencje typograficzne	3
1.2.3	Nomenklatura	4
1.2.4	Zgodność	4
1.3	Zakres produktu	5
1.3.1	Opcje zamawiania	5
1.4	Właściwości i funkcje	7
1.4.1	Opis systemu zabezpieczającego linii zasilających Multilin Agile	7
1.4.2	Wprowadzenie do urządzeń logicznych	8
1.4.3	Funkcje zabezpieczające	8
1.4.4	Funkcje sterowania	10
1.4.5	Funkcje pomiarowe	12
1.4.6	Funkcje komunikacyjne	13
1.4.7	Funkcje systemowe	14
1.4.8	Menu główne HMI	15
1.5	Schematy logiczne	16
1.6	Przegląd funkcjonalny	17
Rozdział 2	Informacje dotyczące bezpieczeństwa	18
2.1	Przegląd rozdziału	19
2.2	Higiena i bezpieczeństwo pracy	20
2.3	Symbole	21
2.4	Instalowanie, uruchamianie i serwisowanie	22
2.4.1	Zagrożenia związane z podnoszeniem ładunków	22
2.4.2	Zagrożenia związane z elektrycznością	22
2.4.3	Wymagania dotyczące bezpieczników	23
2.4.4	Połączenia urządzenia	24
2.4.5	Wymagania dotyczące klasy ochronności 1 urządzeń	24
2.4.6	Lista czynności kontrolnych poprzedzających podłączenie zasilania	25
2.4.7	Peryferyjne obwody elektroniczne	25
2.4.8	Modernizacja/serwisowanie	26
2.5	Wycofanie z eksploatacji i utylizacja	28
2.6	Zgodność z przepisami	29
2.6.1	Zgodność z dyrektywą EMC: 2014/30/EU	29
2.6.2	Zgodność z dyrektywą LVD: 2014/35/EU	29
2.6.3	Zgodność z dyrektywą RoHS 2011/65/UE oraz (UE) 2015/863	29
Rozdział 3	Konstrukcja urządzenia	30
3.1	Przegląd rozdziału	31
3.2	Architektura sprzętowa	32
3.3	Konstrukcja mechaniczna	33
3.3.1	Warianty obudowy	34
3.3.2	Panel tylny 20TE	35
3.3.3	Panel tylny 30TE	35
3.3.4	Połączenia zaciskowe	36
3.3.4.1	Opcje we/wy (20TE)	36
3.3.4.2	Opcje we/wy (30TE)	37
3.4	Przedni panel	38

3.4.1	Panel przedni 20TE	38
3.4.2	Panel przedni 30TE	38
3.4.2.1	Panel przedni IEC 30TE	39
3.4.2.2	Panel przedni ANSI 30TE	40
3.4.3	klawiatury;	40
3.4.3.1	Funkcje klawisza Clear/Reset (Wyczyść/resetuj)	40
3.4.3.2	Klawiatura 20TE	41
3.4.3.3	Klawiatura 30TE (wersje IEC, ANSI)	43
3.4.3.4	Wyświetlacz ciekłokrystaliczny	45
3.4.3.5	Port USB	45
3.4.3.6	Diody LED o ustalonej funkcji	46
3.4.3.7	LEDy programowalne	46
3.4.3.8	Programowalne klawisze funkcyjne / przyciski	48
3.4.3.9	Klawisz Local/Remote	48
3.4.3.10	Klawisze sterujące wyłącznika Open/Close	48

Rozdział 4 Struktura programowa **49**

4.1	Przegląd rozdziału	50
4.2	Omówienie oprogramowania	51
4.3	Oprogramowanie poziomu systemowego	52
4.3.1	System operacyjny czasu rzeczywistego	52
4.3.2	Oprogramowanie usług systemowych	52
4.3.3	Oprogramowanie autodiagnostyki	52
4.3.4	Autodiagnostyka uruchamiania	52
4.3.4.1	Rozruch systemu	52
4.3.4.2	Inicjacja oprogramowania na poziomie systemu	52
4.3.4.3	Inicjowanie i monitorowanie oprogramowania platformy	53
4.3.5	Ciągła autodiagnostyka	53
4.4	Oprogramowanie platformy	54
4.4.1	Rejestrowanie rekordów	54
4.4.2	Baza danych ustawień	54
4.4.3	Interfejsy	54
4.5	Funkcje zabezpieczająco-sterujące	55
4.5.1	Akwizycja próbek	55
4.5.2	Śledzenie częstotliwości	55
4.5.3	Przetwarzanie sygnałów Fouriera	56
4.5.4	Edytor równań FlexLogic	56
4.5.5	Rejestracja zdarzeń	57
4.5.6	Rejestrator zakłóceń	57
4.5.7	Lokalizator zwarc	57

Rozdział 5 Konfiguracja **58**

5.1	Przegląd rozdziału	59
5.2	Oprogramowanie konfiguracyjne	60
5.2.1	Metody wprowadzania ustawień	60
5.2.2	Ustawienia wspólne	60
5.2.3	Skróty opisów ustawień	62
5.3	Urządzenie	63
5.3.1	Konfiguracja daty i godziny	63
5.3.1.1	Zegar	64
5.3.1.2	Protokół PTP	64
5.3.1.3	IRIG-B	64
5.3.1.4	Protokół SNTP	65
5.3.2	Zabezpieczenia	65
5.3.3	Komunikacja	65

5.3.4	Rejestrator zakłóceń	65
5.3.5	Rejestrator danych	65
5.3.6	Rejestr zwarć	66
5.3.7	Event Data (Dane zdarzeń)	66
5.3.8	Flex States (Stany Flex)	67
5.3.9	Przedni panel	67
5.3.9.1	Display Properties (Właściwości wyświetlacza)	67
5.3.9.2	Ekrany domyślne	67
5.3.10	Resetowanie	67
5.3.11	Instalacja	68
5.3.12	Kasowanie zapisów	68
5.3.13	Obsługa panelu HMI	69
5.3.13.1	Obsługa panelu HMI	70
5.3.13.2	Pierwsze kroki	70
5.3.13.3	Domyśl. Wyświetl.	71
5.3.13.4	Nawigacja w ekranie domyślnym	71
5.3.13.5	Wprowadzanie hasła i kontrola dostępu oparta na rolach (RBAC)	72
5.3.13.6	Wprowadzanie hasła	72
5.3.13.7	Przetwarzanie alarmów i zapisów	73
5.3.13.8	Struktura menu	73
5.3.13.9	Zmiana konfiguracji	73
5.4	System	75
5.4.1	Przekładnia prądowa	75
5.4.2	Przekładnia napięciowa	76
5.4.3	Wykrywanie mocy	76
5.4.4	System elektroenergetyczny	77
5.4.5	Konfiguracja wyłącznika	77
5.4.6	Krzywe użytkownika	78

Rozdział 6 Funkcje zabezpieczeń prądowych 79

6.1	Przegląd rozdziału	80
6.2	Zasady ochrony nadprądowej	81
6.2.1	Charakterystyka IDMT	81
6.2.1.1	Krzywe IDMT IEC 60255	82
6.2.1.2	Standardy europejskie	85
6.2.1.3	Standardy północnoamerykańskie	86
6.2.1.4	Krzywe IAC	87
6.2.1.5	Krzywe I2T	88
6.2.1.6	Krzywe I4T	88
6.2.1.7	różnice między standardami północnoamerykańskimi a europejskimi	89
6.2.1.8	Krzywe programowalne	89
6.2.2	Zasady implementacji	89
6.2.2.1	Zatrzymanie timera	90
6.2.3	Zastosowanie ustawienia Function (Funkcja)	91
6.3	Fazowe zabezpieczenie nadprądowe	92
6.3.1	Implementacja zabezpieczenia nadprądowego fazowego	92
6.3.2	Logika niekierunkowego zabezpieczenia nadprądowego	93
6.3.3	Element kierunkowy	95
6.3.4	Logika kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego	96
6.3.5	Uwagi dotyczące zastosowania	97
6.3.5.1	Linie równoległe	97
6.3.5.2	Układ pierścieniowy	98
6.3.5.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji	98
6.3.5.4	Wytyczne dotyczące konfiguracji (element kierunkowy)	99
6.4	Element nadprądowy zależny od napięcia	100
6.4.1	Implementacja zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia	100
6.4.1.1	Zabezpieczenie nadprądowe sterowane napięciem	100

6.4.1.2	Zabezpieczenie nadprądowe ograniczone napięciem	101
6.4.1.3	Logika zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia	102
6.4.2	Uwagi dotyczące zastosowania	103
6.4.2.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji	103
6.5	Zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną	104
6.5.1	Implementacja zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składową przeciwną	104
6.5.2	Logika niekierunkowego zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składową przeciwną	105
6.5.3	Element kierunkowy	107
6.5.3.1	Kierunkowe zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną	107
6.5.3.2	Logika kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składową przeciwną	108
6.5.4	Uwagi dotyczące zastosowania	109
6.5.4.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji (próg prądowy)	109
6.5.4.2	Wytyczne dotyczące konfiguracji (opóźnienie czasowe)	109
6.5.4.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji (element kierunkowy)	110
6.6	Zabezpieczenie ziemnozwarciowe	111
6.6.1	Elementy zabezpieczenia zwarcia doziemnego	111
6.6.2	Logika niekierunkowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	112
6.6.3	Element kierunkowy	114
6.6.3.1	Polaryzacja napięcia resztkowego	116
6.6.4	Uwagi dotyczące zastosowania	117
6.6.4.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji (element kierunkowy)	117
6.6.4.2	Systemy z uziemieniem cewką Petersena	117
6.6.4.3	Wytyczne dotyczące ustawień (sieci kompensowane)	121
6.7	Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe	123
6.7.1	Implementacja czasowego czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	123
6.7.2	Logika niekierunkowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	124
6.7.3	Element kierunkowy	125
6.7.3.1	Logika kierunkowego czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	125
6.7.4	Uwagi dotyczące zastosowania	128
6.7.4.1	Sieci izolowane	128
6.7.4.2	Wytyczne dotyczące konfiguracji (sieci izolowane)	129
6.8	Zimny rozruch obciążenia	131
6.8.1	Wdrożenie	131
6.8.2	Logika CLP	132
6.8.3	Uwagi dotyczące zastosowania	132
6.8.3.1	CLP do obciążeń rezystancyjnych	132
6.8.3.2	CLP do linii zasilających silnika	132
6.8.3.3	CLP w warunkach załączania na zwarcie	133
6.9	Zabezpieczenie przed przeciążeniem cieplnym	134
6.9.1	Charakterystyka z jedną stałą czasową	134
6.9.2	Charakterystyka z dwiema stałymi czasowymi	134
6.9.3	Implementacja zabezpieczenia przeciążeniowego cieplnego	135
6.9.4	Logika zabezpieczenia przed przeciążeniem cieplnym	135
6.9.5	Uwagi dotyczące zastosowania	136
6.9.5.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji charakterystyki z dwiema stałymi czasowymi	136
6.9.5.2	Wytyczne dotyczące konfiguracji charakterystyki z jedną stałą czasową	137
6.10	Detektor przerwania przewodu	139
6.10.1	Implementacja kontroli przerwania ciągłości przewodu	139
6.10.2	Logika zabezpieczenia przerwania ciągłości przewodu	139
6.10.3	Uwagi dotyczące zastosowania	140
6.10.3.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji	140
6.11	Zablokowane zabezpieczenie nadprądowe	142
6.11.1	Implementacja zablokowanego zabezpieczenia nadprądowego	142
6.11.2	Uwagi dotyczące zastosowania	142
6.11.2.1	Schemat blokowania szyny zbiorczej	142
6.12	Zabezpieczenie SOTF	144

6.12.1	Implementacja SOTF	144
6.12.2	Logika SOTF	144
6.13	Zabezpieczenie podprądowe	145
6.13.1	Implementacja zabezpieczenia podprądowego	145
6.13.2	Logika zabezpieczenia podprądowego	145
6.14	Ogranicznik obciążenia	146
6.14.1	Implementacja ogranicznika obciążenia	146
6.14.2	Logika ogranicznika obciążenia	147
6.14.2.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji ogranicznika obciążenia	148

Rozdział 7 Ochrona przed ograniczonym zwarcieziemnym **149**

7.1	Przegląd rozdziału	150
7.2	Zasady ochrony REF	151
7.2.1	Uzwojenia gwiazdowe z uziemieniem rezystancyjnym	152
7.2.2	Uzwojenia gwiazdowe z uziemieniem bezpośrednim	152
7.2.3	Stabilność w zakresie zwarć przelotowych	153
7.2.4	Typy ograniczonych zwarć doziemnych	153
7.2.4.1	Zasada działania REF o niskiej impedancji	154
7.2.4.2	Zasada działania wysokoimpedancyjnego strefowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (REF)	155
7.3	Implementacja ochrony przed ograniczonym zwarcieziemnym	158
7.3.1	Ustawienia strefowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	158
7.3.2	REF o niskiej impedancji	158
7.3.2.1	Ustawienie charakterystyki polaryzacji	158
7.3.3	Wysokoimpedancyjne zabezpieczenie REF	159
7.3.3.1	Zasady obliczania wysokoimpedancyjnego zabezpieczenia REF	160
7.4	Uwagi dotyczące zastosowania	161
7.4.1	Uzwojenie gwiazdowe z uziemieniem rezystancyjnym	161
7.4.2	Zastosowanie ochrony REF o niskiej impedancji	162
7.4.2.1	Wytyczne dotyczące ustawień dla pracy polaryzowanej	162
7.4.2.2	Współczynnik skalowania REF o niskiej impedancji	162
7.4.2.3	Obliczenia parametrów	163
7.4.3	Zastosowanie ochrony REF o wysokiej impedancji	163
7.4.3.1	Tryby pracy REF o wysokiej impedancji	163
7.4.3.2	Wytyczne dotyczące ustawień dla pracy z wysoką impedancją	164

Rozdział 8 Lokalna rezerwa wyłącznikowa **167**

8.1	Przegląd rozdziału	168
8.2	Zabezpieczenie na wypadek awarii wyłącznika	169
8.3	Wprowadzanie zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika	170
8.3.1	Inicjowanie zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika	170
8.3.2	Określenie awarii wyłącznika	170
8.3.3	Dane wyjściowe awarii wyłącznika	171
8.4	Logika awarii wyłącznika	172
8.5	Mapowanie wyłącznika	173
8.6	Uwagi dotyczące zastosowania	174
8.6.1	Mechanizmy resetowania timerów zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika	174
8.6.2	Wytyczne dotyczące konfiguracji (timer awarii wyłącznika)	174

Rozdział 9 Wymagania stawiane przekładnikom prądowym **176**

9.1	Przegląd rozdziału	177
9.2	Wymogi dotyczące przekładników prądowych	178
9.2.1	Fazowe zabezpieczenie nadprądowe	179
9.2.1.1	Człony kierunkowe	179
9.2.1.2	Człony bezkierunkowe	179

9.2.2	Zabezpieczenie ziemnozwarciowe	179
9.2.2.1	Człony kierunkowe	179
9.2.2.2	Człony bezkierunkowe	179
9.2.3	Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (SEF) (z przekładnikami prądowymi w układzie Holmgreena)	180
9.2.3.1	Człony kierunkowe	180
9.2.3.2	Człony bezkierunkowe	180
9.2.4	Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe SEF (przekładnik Ferrantiego)	180
9.2.4.1	Człony kierunkowe	180
9.2.4.2	Człony bezkierunkowe	180
9.2.5	Zabezpieczenie REF o niskiej impedancji	181
9.2.6	Wysokoimpedancyjne strefowe zabezpieczenie ziemnozwarciowego (REF)	181
9.2.7	Wysokoimpedancyjne zabezpieczenie szyny zbiorczej	181
9.2.8	Zastosowanie nieliniowych rezystorów Metrosil	182
9.2.9	Zastosowanie przekładników prądowych klasy C ANSI	184

Rozdział 10 Funkcje zabezpieczenia napięciowego **185**

10.1	Przegląd rozdziału	186
10.2	Zabezpieczenie podnapięciowe	187
10.2.1	Implementacja zabezpieczenia podnapięciowego	187
10.2.2	Logika zabezpieczenia podnapięciowego	189
10.2.3	Uwagi dotyczące zastosowania	190
10.2.3.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji zabezpieczenia podnapięciowego	190
10.3	Zabezpieczenie nadnapięciowe	191
10.3.1	Implementacja zabezpieczenia przeciwprzebiegowego	191
10.3.2	Logika zabezpieczenia przeciwprzebiegowego	192
10.3.3	Uwagi dotyczące zastosowania	193
10.3.3.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji zabezpieczenia nadnapięciowego	193
10.4	Zabezpieczenie nadnapięciowe szczytkowe	194
10.4.1	Implementacja zabezpieczenia przed przebiegami szczytkowymi	194
10.4.2	Logika zabezpieczenia przed przebiegiem szczytkowym	195
10.4.3	Uwagi dotyczące zastosowania	195
10.4.3.1	Obliczenia dla sieci z uziemieniem bezpośrednim	195
10.4.3.2	Obliczenia dla sieci z uziemieniem impedancyjnym	196
10.4.3.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji	197
10.5	Ochrona przed przebiegami w sekwencji ujemnej	198
10.5.1	Implementacja zabezpieczenia przeciwprzebiegowego reagującego na składową przeciwną	198
10.5.2	Logika zabezpieczenia przeciwprzebiegowego reagującego na składową przeciwną	198
10.5.3	Uwagi dotyczące zastosowania	198
10.5.3.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji	198
10.6	Zabezpieczenie podnapięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej	200
10.6.1	Implementacja zabezpieczenia podnapięciowego reagującego na składową kolejności dodatniej	200
10.6.2	Logika zabezpieczenia podnapięciowego reagującego na składową kolejności dodatniej	200
10.7	Zabezpieczenie przeciwprzebiegowe reagujące na składową kolejności dodatniej	201
10.7.1	Implementacja zabezpieczenia przeciwprzebiegowego reagującego na składową kolejności dodatniej	201
10.7.2	Logika zabezpieczenia przeciwprzebiegowego reagującego na składową kolejności dodatniej	201
10.8	Wolty na herc	202
10.8.1	Implementacja woltów na herc	202
10.8.2	Logika woltów na herc	204
10.9	Moc bierna podnapięcia	205
10.9.1	Implementacja mocy biernej podnapięcia	205
10.9.2	Logika mocy biernej podnapięcia	206
10.10	Czasowe zabezpieczenie podnapięciowe (27T)	210

10.10.1	Implementacja czasowego zabezpieczenia podnapięciowego	210
10.10.2	Logika czasowego zabezpieczenia podnapięciowego	211
10.10.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji	212
10.11	Ruchome średnie zabezpieczenie przeciwprzepięciowe	213
10.11.1	Implementacja ruchomego średniego zabezpieczenia przeciwprzepięciowego	213
10.11.2	Logika ruchomego średniego zabezpieczenia przeciwprzepięciowego	214

Rozdział 11 Funkcje zabezpieczenia częstotliwościowego 215

11.1	Przegląd rozdziału	216
11.2	Przegląd zabezpieczenia częstotliwości	217
11.2.1	Implementacja zabezpieczenia częstotliwości	217
11.2.2	Zabezpieczenie częstotliwości ustawienia wspólne	217
11.3	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe	218
11.3.1	Implementacja zabezpieczenia podczęstotliwościowego	218
11.3.2	Logika zabezpieczenia podczęstotliwościowego	219
11.3.3	Uwagi dotyczące zastosowania	219
11.3.3.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji	219
11.3.3.2	Szybkie obniżenie częstotliwości	220
11.3.3.3	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe	222
11.3.3.4	Niezależna detekcja prędkości zmian częstotliwości (R.O.C.O.F)	225

Rozdział 12 Funkcje zabezpieczeń mocowych 228

12.1	Przegląd rozdziału	229
12.2	Zabezpieczenie nadmocowe	230
12.2.1	Implementacja zabezpieczenia przed nadmierną mocą	230
12.2.2	Logika zabezpieczenia przed nadmierną mocą	231
12.2.3	Uwagi dotyczące zastosowania	231
12.2.3.1	Wytyczne dotyczące konfiguracji zabezpieczenia przed nadmierną mocą działającego w kierunku do przodu	231
12.2.3.2	Uwzględnienie mocy wstecznej	231
12.2.3.3	Wytyczne dotyczące ustawienia zabezpieczenia od przekroczenia poziomu mocy zwrotnej	232
12.3	Zabezpieczenie podmocowe	233
12.3.1	Implementacja zabezpieczenia przed niedostateczną mocą	233
12.3.2	Logika zabezpieczenia przed niedostateczną mocą	234
12.3.3	Uwagi dotyczące zastosowania	234
12.3.3.1	Uwzględnienie niedoboru mocy do przodu	234
12.3.3.2	Wytyczne dotyczące ustawienia zabezpieczenia przed niedoborem mocy w kierunku w przód	234
12.4	Watometryczne ziemnozwarciowe	236
12.4.1	Implementacja zabezpieczenia watometrycznego ziemnozwarciowego	236
12.4.2	Logika watometrycznego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	238
12.4.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji	239

Rozdział 13 Admitancja 242

13.1	Przegląd rozdziału	243
13.2	Wprowadzenie	244
13.3	Admitancja punktu neutralnego	246
13.3.1	Implementacja admitancji punktu neutralnego	246
13.3.2	Logika admitancji punktu neutralnego	247
13.3.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji	247

Rozdział 14 Automatyczne ponowne zamknięcie 251

14.1	Przegląd rozdziału	252
14.2	Wprowadzenie do trójfazowego samoczynnego ponownego załączania	253

14.3	Wdrożenie	255
14.4	Wejścia funkcji samoczynnego ponownego załączania	256
14.4.1	WYL Sprawny	256
14.4.2	Blokowanie SPZ	256
14.4.3	Kasuj blokowanie	256
14.4.4	Tryb Auto SPZ	256
14.4.5	Tryb SPZ linii pod napięciem	256
14.4.6	Tryb sterowania zdalnego	256
14.4.7	Live/Dead Ccts OK (Obwody pod napięciem / bez napięcia OK)	257
14.4.8	SPZ kon,Sych. (SPZ KONTR SYNCH)	257
14.4.9	SPZ WYL zew (Wyzwolenie zewnętrznego zabezpieczenia SPZ)	257
14.4.10	Ext AR Prot Start (Uruchomienie zewnętrznego zabezpieczenia SPZ)	257
14.4.11	DAR ukończone (Opóźnione samoczynne ponowne załączanie zakończone)	257
14.4.12	CB in Service (Wyłącznik w użyciu)	257
14.4.13	SPZ restart	257
14.4.14	DT OK To Start (Można rozpocząć przerwę beznapięciową)	258
14.4.15	Przerwa beznapięciowa włączona	258
14.4.16	SPZ test WYL (SPZ test WYL)	258
14.4.17	SPZ om 1 ZAL	258
14.4.18	Inh Reclaim Time (Blokowanie czasu regeneracji)	258
14.5	Wyjścia funkcji samoczynnego ponownego załączania	259
14.5.1	SPZ cykl trwa (SPZ cykl trwa)	259
14.5.2	DAR In Progress (DAR w toku)	259
14.5.3	Sygnały stanu licznika sekwencji	259
14.5.4	SPZ udany	259
14.5.5	SPZ Aktywowany	259
14.5.6	AR Blk Main Prot (Blokowanie zabezpieczenia głównego)	259
14.5.7	AR Blk SEF Prot (Blokowanie zabezpieczenia SEF)	259
14.5.8	Reclose Checks (Kontrole ponownego załączania)	260
14.5.9	DeadTime In Prog (Przerwa beznapięciowa w toku)	260
14.5.10	DT Complete (Przerwa beznapięciowa zakończona)	260
14.5.11	SPZ kontr. Synch (SPZ kontr. Synch)	260
14.5.12	SPZ kon,Sych.OK (SPZ kon,Sych.OK)	260
14.5.13	Auto Zamkn	260
14.5.14	Protection Lockt (Blokada zabezpieczenia)	260
14.5.15	Reset Lckout Alm (Reset alarmu blokady)	260
14.5.16	Regen. TRWA	260
14.5.17	Regen. Kompl	261
14.6	Alarmy funkcji samoczynnego ponownego załączania	262
14.6.1	SPZ brak kontr s (SPZ brak kontr s)	262
14.6.2	SPZ WYL. Niegot (SPZ WYL. Niegot)	262
14.6.3	Blk. SPZ	262
14.7	Działanie samoczynnego ponownego załączenia	263
14.7.1	Tryby pracy	263
14.7.1.1	Implementacja czteropozycyjnego przełącznika wyboru	263
14.7.1.2	Logika wyboru trybu pracy	265
14.7.1.3	Inicjacja samoczynnego ponownego załączania	265
14.7.1.4	Blokowanie zabezpieczenia chwilowego dla wybranych wyzwoleń zabezpieczenia	269
14.7.1.5	Blokowanie zabezpieczenia chwilowego z powodu blokady	270
14.7.1.6	Sterowanie przerwą beznapięciową	272
14.7.1.7	Kontrole systemu SPZ	274
14.7.1.8	Inicjowanie timera regeneracji	275
14.7.1.9	Blokowanie samoczynnego ponownego załączania	276
14.7.1.10	Blokada SPZ	277
14.7.1.11	Koordinacja kolejności	279
14.7.1.12	Kontrole systemu do pierwszego ponownego załączenia	280
14.8	Wytyczne dotyczące konfiguracji	281

14.8.1	Liczba prób	281
14.8.2	Ustawienie timera przerwy bez napięciowej	281
14.8.2.1	Wymagania dotyczące stabilności i synchronizmu	281
14.8.2.2	Wygoda obsługi	281
14.8.2.3	Wymagania dotyczące obciążenia	282
14.8.2.4	Wyłącznik	282
14.8.2.5	Czas dejonizacji zwarcia	282
14.8.2.6	Czas resetowania zabezpieczenia	283
14.8.3	Ustawienie timera regeneracji	283

Rozdział 15 Nadzór oraz sterownie **284**

15.1	Przegląd rozdziału	285
15.2	Zapisy zdarzeń	286
15.2.1	Typy zdarzeń	286
15.2.1.1	Zdarzenia dotyczące wejść optycznych	287
15.2.1.2	Zdarzenia dotyczące wyjścia przełącznika	287
15.2.1.3	Zdarzenia dotyczące alarmu i błędu autotestu	287
15.2.1.4	Zdarzenia dotyczące rejestru zwarć	287
15.2.1.5	Zdarzenia bezpieczeństwa:	287
15.2.1.6	Zdarzenia związane z zabezpieczeniem	288
15.3	Rejestrator zakłóceń	289
15.4	Rejestrator danych	291
15.5	Rejestr zwarć	294
15.5.1	Przykładowe ustawienia lokalizatora zwarć	294
15.6	Event Data (Dane zdarzeń)	296
15.7	Flex States (Stany Flex)	297
15.8	Elementy Flex	298
15.9	Pomiary	300
15.9.1	Wielkości mierzone	300
15.9.1.1	Prądy zmierzone i obliczone	300
15.9.1.2	Napięcia zmierzone i obliczone	300
15.9.1.3	Wielkości mocy i energii	300
15.9.1.4	Wartości zapotrzebowania	300
15.9.1.5	Pomiary częstotliwości	301
15.9.1.6	Inne pomiary	301
15.9.2	Znakowanie czasowe wejść optycznych	301
15.10	Wspol. Mocy	302
15.10.1	Implementacja współczynnika mocy	302
15.10.2	Logika współczynnika mocy	303
15.10.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji logiki współczynnika mocy	304
15.11	Prąd łukowy wyłącznika	307
15.11.1	Implementacja prądu łukowego wyłącznika	307
15.11.2	Logika prądu łukowego wyłącznika	308
15.11.3	Uwagi dotyczące zastosowania prądu łukowego wyłącznika	308
15.12	Zakłócenia napięcia	310
15.12.1	Spadek napięcia (zapad)	310
15.12.2	Wzrost napięcia	310
15.12.3	Implementacja zakłóceń napięcia	310
15.12.4	Logika zakłóceń napięcia	312
15.12.5	Wytyczne dotyczące konfiguracji zakłóceń napięcia	313
15.13	Przerwy w napięciu	314
15.13.1	Implementacja przerw w napięciu	314
15.13.2	Logika przerw w napięciu	314
15.13.3	Wytyczne dotyczące konfiguracji implementacji przerw w napięciu	315
15.14	Monitorowanie stanu wyłącznika	316
15.14.1	Logika monitorowania stanu wyłącznika	317

15.14.2	Uwagi dotyczące zastosowania	318
15.14.2.1	Ustawianie wartości progowych energii łukowej	318
15.14.2.2	Ustawianie wartości progowych dla liczby zdarzeń	319
15.14.2.3	Ustawianie wartości progowych dla czasu zadziałania	319
15.14.2.4	Ustawianie wartości progowych dla nadmiernej częstotliwości zwarć	319
15.15	Monitorowanie stanu wyłącznika	320
15.15.1	Logika monitorowania stanu wyłącznika	321
15.16	Grupa wartości zadanych	322
15.17	Funkcja Select Before Operate (Wybierz przed uruchomieniem)	323
15.17.1	Implementacja funkcji Select Before Operate (Wybierz przed uruchomieniem)	323
15.17.2	Logika funkcji Select Before Operate (Wybierz przed uruchomieniem)	323
15.17.2.1	Wybór urządzenia przełączającego przy użyciu klawiszy nawigacyjnych	323
15.17.2.2	Sterowanie urządzeniem przełączającym za pomocą panelu przedniego	323
15.18	Kontrola wyłącznika obwodu	328
15.18.1	Sterowanie wyłącznikiem z poziomu menu urządzenia IED	328
15.18.2	Sterowanie wyłącznikiem przy użyciu klawiszy skrótów na panelu przednim 20TE	329
15.18.3	Sterowanie wyłącznikiem przy użyciu przycisków Open (Otwórz) i Close (Załącz) na panelu przednim 30TE	330
15.18.4	Sterowanie wyłącznikiem za pomocą wejść optycznych	330
15.18.5	Zdalne sterowanie wyłącznikiem	331
15.18.6	Kontrola synchronizmu	331
15.18.7	Kontrola sprawności wyłącznika	332
15.18.8	Logika sterowania wyłącznikiem	333
15.18.9	Autoryzacja sterowania (IEC61850)	337
15.18.10	Autoryzacja sterowania (IEC61850)	339
15.19	Switch Status and Control (Stan przełącznika i sterowanie)	342
15.19.1	Logika stanu przełącznika	344
15.19.2	Logika sterowania przełącznikiem	345
15.20	Funkcja martwego bieguna	346
15.20.1	Logika martwego bieguna	346
15.21	Kontrola synchronizmu	348
15.21.1	Implementacja kontroli synchronizmu	349
15.21.1.1	Połączenia przekładnik napięciowy	350
15.21.1.2	Monitorowanie napięcia	350
15.21.1.3	Kontrola synchronizmu	350
15.21.1.4	Logika kontroli systemu	351
15.21.1.5	Edytor równań FlexLogic kontroli systemu	352
15.22	Detekcja harmonicznych	353
15.23	PoleDiskrep	355
15.24	Zapotrzebowanie	361
15.24.1	Zapotrzebowanie na prąd	361
15.24.2	Zapotrzebowanie na moc czynną	361
15.24.3	Zapotrzebowanie na moc bierną	362
15.25	Liczniki cyfrowe	363
15.26	Utrata komunikacji	364
15.27	Wykrywanie przejściowego zwarcia doziemnego	365
15.27.1	Wykrywanie przejściowego zwarcia doziemnego	366
15.27.2	Logika detekcji przejściowego zwarcia doziemnego	370
15.27.3	Uwagi dotyczące zastosowania	372
15.27.3.1	Detekcja przejściowego zwarcia doziemnego: kontrola mocy czynnej	372
15.28	Detekcja zwarcia wysokoimpedancyjnego (HiZ)	374
15.28.1	Implementacja zabezpieczenia przed zwarcie wysokoimpedancyjnym (HiZ/HiF)	374
15.28.2	Opis ustawień i reguł wysokiej impedancji (HiZ/HiF)	375
15.28.3	Logika zabezpieczenia przed zwarcie wysokoimpedancyjnym (HiZ/HiF)	379
15.29	Trip Bus	381
15.29.1	Implementacja szyny wyzwiania	381
15.29.2	Logika szyny wyzwiania	382

15.30	Elementy cyfrowe	383
15.30.1	Implementacja elementów cyfrowych	383
15.30.2	Logika elementów cyfrowych	384
15.30.3	Przykład zastosowania	384

Rozdział 16 NADZOR **386**

16.1	Przegląd rozdziału	387
16.2	Monitorowanie zasilania DC	388
16.2.1	Implementacja monitorowania zasilania DC	388
16.2.2	Logika monitorowania zasilania DC	389
16.3	Nadzór nad przekładnikiem napięciowym	390
16.3.1	Zanik jednego lub dwóch napięć fazowych	390
16.3.2	Zanik wszystkich trzech napięć fazowych	390
16.3.3	Załączanie funkcji VTS	390
16.3.4	Logika funkcji VTS	392
16.4	Nadzór przekładnika prądowego	393
16.4.1	Implementacja CTS	393
16.4.2	Logika CTS	394
16.4.3	Uwagi dotyczące zastosowania	394
16.4.3.1	Wtyczne dotyczące konfiguracji	394
16.5	Nadzór nad obwodem wyzwiania	395
16.5.1	Schemat 1 nadzoru obwodu wyzwającego	395
16.5.1.1	Wartości rezystora	396
16.5.1.2	Edytor równań FlexLogic dla schematu 1 TCS	396
16.5.2	Schemat 2 nadzoru obwodu wyzwającego	396
16.5.2.1	Wartości rezystora	397
16.5.2.2	Edytor równań FlexLogic dla schematu 2 TCS	397
16.5.3	Schemat 3 nadzoru obwodu wyzwającego	397
16.5.3.1	Wartości rezystora	398
16.5.3.2	Edytor równań FlexLogic dla schematu 3 TCS	398
16.5.4	Schemat 4 nadzoru obwodu wyzwającego	398
16.5.4.1	Wartości rezystora	399
16.5.4.2	Edytor równań FlexLogic dla schematu 4 TCS	399

Rozdział 17 Wejścia/wyjścia cyfrowe i edytor równań FlexLogic **400**

17.1	Przegląd rozdziału	401
17.2	Konfiguracja wejść i wyjść cyfrowych	402
17.3	Edytor równań FlexLogic	403
17.4	Konfiguracja wejść optycznych	404
17.5	Diody LED o ustalonej funkcji	405
17.6	LEDy programowalne	406
17.7	Wejścia wirtualne	407
17.8	Subskrypcja GOOSE (wejścia zdalne, wejścia zdalne DPS, analogowe komunikaty GOOSE) i wyjście zdalne	409
17.9	Wyjścia przekaźnika	410
17.9.1	Przypisywanie wyjść przekaźnika	410
17.10	Wyjścia wirtualne	411

Rozdział 18 Komunikacja **412**

18.1	Przegląd rozdziału	413
18.2	Interfejsy komunikacyjne	414
18.3	Transmisja szeregową	416
18.3.1	EIA(RS)485 – wymagania dotyczące polaryzacji	416
18.3.2	Magistrala EIA(RS)485	417

18.4	Standardowa komunikacja Ethernet	418
18.4.1	USB	418
18.5	Redundantna komunikacja Ethernet	419
18.5.1	Obsługiwane protokoły i funkcje	419
18.5.2	Protokół redundancji równoległej (PRP)	420
18.5.3	Protokół płynnej redundancji o wysokiej dyspozycyjności (ang. HSR – High-Availability Seamless Redundancy).	421
18.5.3.1	Topologia HSR Multicast	421
18.5.3.2	Topologia HSR Unicast	422
18.5.4	Funkcja ostrzeżenia o utracie łącza (LLA)	423
18.6	Protokoły danych	424
18.6.1	IEC 60870-5-103	424
18.6.1.1	Połączenie fizyczne oraz warstwa łącza	425
18.6.1.2	Inicjowanie	425
18.6.1.3	Synchronizacja czasu	425
18.6.1.4	Interoperacyjność IEC103	426
18.6.1.5	Poziom aplikacji IEC 60870-5-103	432
18.6.2	DNP 3.0	434
18.6.2.1	Połączenie fizyczne oraz warstwa łącza	434
18.6.2.2	Obiekt 1, wejścia binarne	436
18.6.2.3	Obiekt 10, wejścia binarne	436
18.6.2.4	Obiekt 20, liczniki binarne	436
18.6.2.5	Obiekt 30, wejście analogowe	437
18.6.2.6	Profil urządzenia DNP 3.0	438
18.6.3	Modbus	449
18.6.3.1	Połączenie fizyczne oraz warstwa łącza	449
18.6.3.2	Kody odpowiedzi	450
18.6.3.3	Obsługiwane kody funkcji	450
18.6.3.4	Logowanie administratora i polecenia przez Modbus	450
18.6.4	IEC 61850	453
18.6.4.1	Korzyści wynikające ze stosowania standardu IEC 61850	453
18.6.4.2	Interoperacyjność oferowana przez standard IEC 61850	453
18.6.4.3	Model danych standardu IEC 61850	454
18.6.4.4	IEC 61850 w urządzeniach IED	455
18.6.4.5	Implementacja modelu danych IEC 61850	455
18.6.4.6	Implementacja usług komunikacyjnych IEC 61850	455
18.6.4.7	Komunikacja równorzędna (Peer-to-peer) IEC 61850 (komunikaty GOOSE)	455
18.6.4.8	Mapowanie komunikatów GOOSE do wejść wirtualnych	455
18.6.4.9	Odlączenie sieci Ethernet	456
18.6.4.10	Utrata zasilania	456
18.6.4.11	Konfiguracja protokołu IEC 61850	456
18.7	Synchronizacja czasu	457
18.7.1	Protokół precyzyjnej synchronizacji czasu IEEE 1588 (PTP, wersja 2)	457
18.7.1.1	Podsumowanie funkcji	457
18.7.1.2	Praca układu	458
18.7.2	IRIG-B	459
18.7.2.1	Implementacja zdemodulowanego IRIG-B	459
18.7.3	SNTP	460
18.7.4	Synchronizacja czasu z wykorzystaniem protokołów komunikacyjnych	460

Rozdział 19 Cyberbezpieczeństwo **461**

19.1	Omówienie	462
19.2	Potrzeba cyberbezpieczeństwa	463
19.3	Normy	464
19.3.1	Zgodność z NERC	464
19.3.1.1	CIP 002	465
19.3.1.2	CIP 003	465

19.3.1.3	CIP 004	465
19.3.1.4	CIP 005	466
19.3.1.5	CIP 006	466
19.3.1.6	CIP 007	466
19.3.1.7	CIP 008	467
19.3.1.8	CIP 009	467
19.3.2	Norma IEEE 1686-2013	467
19.3.3	IEC 62351	467
19.4	Implementacja cyberbezpieczeństwa	472
19.4.1	Funkcje RBAC	473
19.4.2	Implementacja podstawowego bezpieczeństwa	473
19.4.2.1	Uwierzytelnienie urządzenia/lokalne	473
19.4.2.2	Dostęp czteropoziomowy	473
19.4.2.3	Dostęp z obejściem	474
19.4.2.4	Zwiększone bezpieczeństwo hasła	475
19.4.2.5	Wyłączanie portów fizycznych i logicznych	475
19.4.2.6	Nieszyfrowany/czysty tekst Modbus	476
19.4.2.7	Zdarzenia bezpieczeństwa:	476
19.4.3	Implementacja zaawansowanego cyberbezpieczeństwa	477
19.4.3.1	Uprawnienia a macierz dostępu / przypisywanie uprawnień	477
19.4.3.2	Uwierzytelnianie serwera/zdalne	478
19.4.3.3	Uwierzytelnienie serwera/zdalne (RADIUS)	479
19.4.3.4	Uwierzytelnianie serwera/zdalne (STARSZY MODEL PULL LDAP)	480
19.4.4	Niepowtarzalne, konfigurowalne nazwy użytkownika	482
19.4.5	Bezpieczna komunikacja szyfrowana	482
19.4.5.1	ModBus/SSH	482
19.4.5.2	SFTP	483
19.4.6	Dziennik systemu	483
19.4.7	Zwiększone wzmocnienie bezpieczeństwa produktu	485
19.4.7.1	Funkcje dodatkowe	485
19.4.8	Utrata hasła	485
19.4.9	Ładowanie konfiguracji fabrycznej	485
19.4.10	Funkcje dodatkowe	486
19.4.10.1	Utrata hasła	486
19.4.10.2	Ładowanie konfiguracji fabrycznej	486
19.5	Narzędzie do konfiguracji cyberbezpieczeństwa zarządzania użytkownikami RBAC	487
19.5.1	Konfiguracja ustawień cyberbezpieczeństwa Modbus	487
19.5.1.1	Konfiguracja ustawień cyberbezpieczeństwa innych niż Modbus	488
19.5.1.2	Konfiguracja zarządzania użytkownikami	488
19.5.1.3	Konfiguracja ról	491
19.5.1.4	Konfiguracja ustawień bezpieczeństwa	494
19.5.1.5	Konfiguracja Syslog	497

Rozdział 20 Instalacja **499**

20.1	Przegląd rozdziału	500
20.2	Identyfikacja produktu	501
20.3	Postępowanie z produktem	502
20.3.1	Odbiór przesyłki	502
20.3.2	Rozpakowywanie produktów	502
20.3.3	Przechowywanie produktów	502
20.3.4	Demontaż urządzeń	503
20.4	Montaż urządzenia	504
20.4.1	Montaż zlicowany z panelem	504
20.4.1.1	Montaż w regale	504
20.4.1.2	Jednostka wysuwana, wyjmowanie i wkładanie	505
20.4.2	Tylko oprogramowanie	511
20.5	Kable oraz złącza	512

20.5.1	Orientacja końcówek	512
20.5.2	Listwy zaciskowe	512
20.5.3	Połączenia zasilania	514
20.5.4	Połączenie uziemienia	514
20.5.5	Kolejność faz i polaryzacja transformatora	515
20.5.6	Przekładniki prądowe	515
20.5.7	Połączenia przekładnika napięciowego	516
20.5.8	Połączenia zestyku alarmowego (krytyczny błąd)	516
20.5.9	Połączenia EIA(RS)485	516
20.5.10	Połączenie IRIG-B	516
20.5.11	Połączenia wejścia optycznego	518
20.5.12	Połączenia przekaźników wyjściowych	518
20.5.13	Połączenia miedziane Ethernet	518
20.5.14	Połączenia światłowodowe Ethernet	518
20.5.15	Połączenie USB	519
20.6	Wymiary obudowy i wycięcie w panelu	520

Rozdział 21 Instrukcje dotyczące uruchomienia **522**

21.1	Przegląd rozdziału	523
21.2	Ogólne wytyczne	524
21.3	Menu próby odbiorczej	525
21.3.1	Symulacja	525
21.3.1.1	Przed zwarciem	526
21.3.1.2	Usterka	526
21.3.1.3	Po zwarcu	526
21.3.2	Test LEDs	527
21.3.3	Wejścia optyczne	527
21.3.4	Wyjścia przekaźnika	527
21.3.5	Automatyczne ponowne zamknięcie	528
21.3.6	GOOSE	528
21.4	Oprzyrządowanie niezbędne podczas odbioru	529
21.4.1	Oprzyrządowanie zalecane podczas rozruchu	529
21.4.2	Sprzęt niezbędny do uruchomienia	529
21.4.3	Pomocnicze oprzyrządowanie testowe	530
21.5	Kontrole produktu	531
21.5.1	Kontrole produktu przy urządzeniu IED odłączonym od zasilania	531
21.5.1.1	Kontrola wzrokowa	532
21.5.1.2	Izolacja	532
21.5.1.3	Okablowanie zewnętrzne	532
21.5.1.4	Zestyk alarmowy (błąd krytyczny)	532
21.5.1.5	Zasilanie	532
21.5.2	Pxxx_CI_ProductChecksEnergised	533
21.5.2.1	Zestyk alarmowy (błąd krytyczny)	533
21.5.2.2	DATA I CZAS	533
21.5.2.3	Test LEDs	534
21.5.2.4	Testowanie wejść optycznych	534
21.5.2.5	Testowanie wyjść przekaźnika	534
21.5.2.6	Testowanie szeregowego portu komunikacyjnego COM1	535
21.5.2.7	Testowanie szeregowego portu komunikacyjnego COM2	535
21.5.2.8	Testowanie komunikacji Ethernet	535
21.5.2.9	Test wejść prądowych	535
21.5.2.10	Testowanie wejść napięciowych	536
21.6	Kontrole ustawień	537
21.6.1	Wprowadzanie ustawień specyficznych dla danego zastosowania	537
21.6.1.1	Przesyłanie ustawień z pliku konfiguracyjnego	537
21.6.1.2	Wprowadzanie ustawień z interfejsu HMI	537

21.7	Sprawdzanie taktowania zabezpieczenia	539
21.7.1	Kontrola zabezpieczenia nadprądowego	539
21.7.2	Podłączanie obwodu testowego	539
21.7.3	Przeprowadzanie testu	539
21.7.4	Sprawdzić czas działania.	539
21.8	Kontrole pod obciążeniem	540
21.8.1	Potwierdzanie połączeń prądowych	540
21.8.2	Potwierdzanie poprawności wykonania połączeń napięciowych	540
21.8.3	Kontrola kierunkowości pod obciążeniem	541
21.9	Testy końcowe	542

Rozdział 22 Konserwacja i rozwiązywanie problemów **543**

22.1	Przegląd rozdziału	544
22.2	Konserwacja	545
22.2.1	Kontrole konserwacyjne	545
22.2.1.1	Cele i alarmy	545
22.2.1.2	Wejścia optyczne	545
22.2.1.3	Zestyki wyjściowe przekaźnika	546
22.2.1.4	Dokładność pomiarowa	546
22.2.1.5	Uszkodzenia zewnętrzne	546
22.2.1.6	Rekordy	546
22.2.1.7	Konserwacja w przypadku wyłączenia z użytku	546
22.2.1.8	Konserwacja nieplanowana (przerwa w systemie)	546
22.2.2	Wymiana jednostki	546
22.2.3	Czyszczenie	547
22.3	Rozwiązywanie problemów	548
22.3.1	Oprogramowanie autodiagnostyki	548
22.3.2	Błędy występujące podczas włączania	548
22.3.3	Błędy autotestu	548
22.3.4	Kody błędów podczas eksploatacji	553
22.3.5	Nieprawidłowe działanie w trakcie testów	553
22.3.5.1	Uszkodzenie zestyków wyjściowych	553
22.3.5.2	Błąd wejść optycznych	554
22.3.5.3	Niepoprawna sygnalizacja analogowa	554
22.3.6	Usuwanie zakłóceń edytora równań Flexlogic	555
22.3.7	Usuwanie zakłóceń portu USB	555
22.3.8	Procedura naprawy oraz modyfikacji	555

Rozdział 23 Specyfikacje techniczne **557**

23.1	Przegląd rozdziału	558
23.2	Interfejsy	559
23.2.1	Przedni port USB	559
23.2.2	Tylny port szeregowy 1 (COM1)	559
23.2.3	Tylny port szeregowy 2 (COM2)	559
23.2.4	Port IRIG-B (dzielony z tylnym portem szeregowym COM1)	559
23.2.5	Tylnie porty Ethernet miedziane (ETH1, ETH2, ETH3)	560
23.2.6	Tylnie porty Ethernet światłowodowe (ETH1, ETH2, ETH3)	560
23.3	Realizacja funkcji zabezpieczenia prądowego	561
23.3.1	Zabezpieczenie nadprądowe trójfazowe (kierunkowe/niekierunkowe)	561
23.3.1.1	Parametry kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego trójfazowego	561
23.3.2	Zabezpieczenie ziemnozwarciowe (kierunkowe/niekierunkowe)	561
23.3.2.1	Parametry zabezpieczenia kierunkowego ziemnozwarciowego	562
23.3.3	Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (niekierunkowe)	562
23.3.3.1	Parametry kierunkowe czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego	562
23.3.4	Strefowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (REF)	562

23.3.5	Zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składowa przeciwna (kierunkowe/niekierunkowe)	563
23.3.5.1	Parametry kierunkowe	563
23.3.6	Detektor przerwania przewodu	563
23.3.7	Zabezpieczenie przed przeciążeniem cieplnym	563
23.3.8	Podprąd	564
23.3.9	Załączanie na zwarcie	564
23.3.10	Ogranicznik obciążenia	564
23.3.11	Kontrola wyłącznika obwodu	565
23.4	Właściwości funkcji zabezpieczenia napięciowego	566
23.4.1	Zabezpieczenie podnapięciowe	566
23.4.2	Czasowe zabezpieczenie podnapięciowe	566
23.4.3	Podnapięciowe zabezpieczenie mocy VAr	566
23.4.4	Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe	567
23.4.5	Zabezpieczenie przed przebiegiem szczytkowym	567
23.4.6	Zabezpieczenie napięciowe składowej zgodnej	567
23.4.7	Zabezpieczenie napięciowe reagujące na składowa przeciwna	568
23.4.8	Wolty na herc	568
23.4.9	Ruchome średnie zabezpieczenie przeciwprzepięciowe	568
23.5	Ochrona admitancji	569
23.5.1	Admitancja punktu neutralnego	569
23.6	Funkcje zabezpieczeń mocowych	570
23.6.1	Zabezpieczenie przed niedostateczną/nadmierną mocą	570
23.6.2	Watometryczne ziemnozwarciowe	570
23.7	Właściwości funkcji zabezpieczenia częstotliwościowego	571
23.7.1	Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe	571
23.7.2	Zabezpieczenie podczęstotliwościowe	571
23.7.3	Szybkie obniżenie częstotliwości	572
23.7.4	Zabezpieczenie szybkości zmiany częstotliwości	572
23.8	Wydajność funkcji monitorowania i sterowania	573
23.8.1	Nadzór nad przekładnikiem prądowym	573
23.8.2	Nadzór nad przekładnikiem napięciowym	573
23.8.3	Martwy bieg	573
23.8.4	Monitorowanie stanu wyłącznika oraz warunków zadziałania	573
23.8.5	Timery edytora równań Flexlogic	574
23.8.6	Monitorowanie zasilania DC	574
23.8.7	PoleDiskrep	574
23.8.8	Syn.Kontr.Auto	574
23.8.9	Wspol. Moc	574
23.8.10	Prąd łukowy wyłącznika	575
23.8.11	Poprawne działanie wyłącznika	575
23.8.12	Przywrócenie podnapięcia	575
23.8.13	Detekcja harmoniczných	575
23.8.14	Jakość mocy	575
23.8.14.1	Zakłócenia napięcia	576
23.8.14.2	Przerwa w napięciu	576
23.8.15	Zabezpieczenie zimnego rozruchu obciążenia	576
23.8.16	Automatyczne ponowne zamknięcie	576
23.8.17	Błąd wyłącznika	577
23.8.18	Timery Flex Logic	577
23.8.19	Timery Flex Logic	577
23.8.20	Szyna wyzwolenia (wyzwolenie bez FlexLogic)	577
23.8.21	Elementy cyfrowe	578
23.9	Pomiary i rejestracja	579
23.9.1	Pomiary	579
23.9.2	Rejestry zakłóceń	579
23.9.3	Rekordy zdarzeń i zwarc	579

23.9.4	Lokalizator zwarć (rejestrzy zwarć)	580
23.10	Zgodność z przepisami	581
23.10.1	Zgodność z dyrektywą EMC: 2014/30/EU	581
23.10.2	Zgodność EMC: nr 2574-14 Ramadan 1436	581
23.10.3	Zgodność z dyrektywą LVD: 2014/35/EU	581
23.10.4	Zgodność LVD: nr 2573-14 Ramadan 1436	581
23.10.5	Zgodność z dyrektywą RoHS 2011/65/UE oraz (UE) 2015/863	581
23.10.6	Charakterystyka mechaniczna	581
23.10.6.1	Parametry fizyczne	581
23.10.6.2	Stopień ochrony obudowy	582
23.10.6.3	Wytrzymałość mechaniczna	582
23.10.6.4	Wydajność opakowania tranzytowego	582
23.11	Dane znamionowe	583
23.11.1	Wejścia pomiarowe AC	583
23.11.2	Wejścia przekładnika prądowego	583
23.11.3	Wejścia przekładnika napięciowego	583
23.12	Zasilanie	584
23.12.1	Napięcie zasilania pomocniczego	584
23.12.2	Obciążenie znamionowe	584
23.12.3	Przerwanie zasilania pomocniczego	584
23.13	Połączenia wejścia/wyjścia	585
23.13.1	Optoizolowane wejścia cyfrowe	585
23.13.1.1	Znamionowe progi pobudzenia i resetowania	585
23.13.1.2	Wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego izolowane optycznie (TCS)*	585
23.13.2	Zestyki wyjściowe RL1, RL2 i RL3*	586
23.13.3	Pomocnicze zestyki wyjściowe	587
23.13.4	Zestyk alarmowy	587
23.14	Warunki środowiskowe	588
23.14.1	Zakres temperatur otoczenia	588
23.14.2	Próba zmęczenia cieplnego	588
23.14.3	Zakres wilgotności otoczenia	588
23.15	Testy typu	589
23.15.1	Izolacja	589
23.15.2	Droga upływu i odstępy izolacyjne	589
23.15.3	Wytrzymałość wysokonapięciowa (dielektryczna)	589
23.15.4	Badanie napięcia udarowego wytrzymywanego	589
23.16	Zgodność elektromagnetyczna	590
23.16.1	Seria badań zakłóceń wysokiej częstotliwości 1 MHz	590
23.16.2	Badanie drgań tłumionych	590
23.16.3	Odporność na wyładowania elektrostatyczne	590
23.16.4	Szybkozmienne zakłócenia elektryczne lub wymagania dotyczące impulsu przebiecia	590
23.16.5	Wytrzymałość udarowa	590
23.16.6	Test odporności na przepięcia	591
23.16.7	Odporność na promieniowaną energię elektromagnetyczną	591
23.16.8	Odporność na promieniowanie z komunikacji cyfrowej	591
23.16.9	Odporność na przewodzone zaburzenia indukowane przez pola o częstotliwości radiowej	591
23.16.10	Odporność na pola magnetyczne	592
23.16.11	Emisje przewodzone	592
23.16.12	Emisja promieniowania	592
23.16.13	Odporność na zaburzenia o częstotliwości sieciowej	592

Załącznik A Opcje zamawiania **593**

Załącznik B Ustawienia i sygnały **597**

Załącznik C Schematy połączeń	599
Załącznik D Populacja we/wy - typ płyt (użycie i konfiguracja)	606

ROZDZIAŁ 1

WPROWADZENIE

1.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W niniejszym rozdziale można znaleźć pewne ogólne informacje na temat podręcznika technicznego oraz wprowadzenie do urządzenia (urządzeń) opisanego w niniejszym podręczniku technicznym.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	2
Posłowie	3
Zakres produktu	5
Właściwości i funkcje	7
Schematy logiczne	16
Przegląd funkcjonalny	17

1.2 POSŁOWIE

Niniejsza instrukcja techniczna zawiera funkcjonalny i techniczny opis urządzenia IED Multilin Agile firmy GE Vernova, a także kompleksowy zestaw instrukcji eksploatacji urządzenia.

Uwaga:

Marka P40 Agile Enhanced zmieniła nazwę na Multilin Agile. Oba produkty 20TE i 30TE są do siebie podobne, a różnice między nimi są podkreślone przez odniesienie do rozmiaru obudowy.

Poziom niniejszej instrukcji zakłada, że użytkownik zna już inżynierię zabezpieczającą i ma doświadczenie w tej dziedzinie. Opis zasad i teorii ogranicza się do tego, co jest konieczne, aby zrozumieć działanie produktu. Więcej informacji na temat ogólnej teorii inżynierii zabezpieczeniowej można znaleźć w publikacji firmy GE Vernova „Przewodnik po zabezpieczeniach i automatyzacji” (PAAG), która jest dostępna online lub za pośrednictwem centrum kontaktowego.

Staraliśmy się, aby ta instrukcja była możliwie dokładna, całościowa i przyjazna dla użytkownika. Nie możemy jednak zagwarantować, że jest wolna od błędów. Nie możemy także stwierdzić, że nie można jej poprawić. Dlatego będziemy wdzięczni za informacje od użytkowników o znalezionych błędach lub za sugestie poprawek. Co do zasady chcemy dostarczać informacje niezbędne do bezpiecznego określenia, inżynierii, instalacji, uruchomienia, utrzymania i utylizacji tego produktu. Uważamy, że ta instrukcja zawiera niezbędne informacje, ale w razie konieczności uzyskania dokładniejszych informacji prosimy o kontakt.

Opinie należy przesyłać do centrum kontaktowego na adres:

contact centre@ge.com

1.2.1 ADRESACI NINIEJSZEGO PODRĘCZNIKA

Niniejszy podręcznik jest skierowany do wszystkich specjalistów zajmujących się instalowaniem, rozruchem, konserwacją, usuwaniem awarii lub obsługą dowolnych produktów z określonej rodziny. Do tych specjalistów możemy zaliczyć pracowników biorących udział w instalacji i rozruchu, jak również wszystkich inżynierów odpowiedzialnych za obsługę produktu.

Przy tworzeniu niniejszej instrukcji poczyniono założenie, że inżynierowie zajmujący się instalacją i rozruchem mają wiedzę na temat obsługi sprzętu elektronicznego i przestrzegają wszystkich zasad bezpieczeństwa. Ponadto inżynierowie systemów i zabezpieczeń mają dogłębną wiedzę na temat systemów zabezpieczeń i powiązanego sprzętu.

1.2.2 KONWENCJE TYPOGRAFICZNE

Poniższe konwencje typograficzne zostały zastosowane na potrzeby niniejszego podręcznika.

- Nazwy klawiszy specjalnych wypisano wielkimi literami.
Na przykład: ENTER
- W opisach oprogramowania pozycje menu, przyciski, etykiety itp. pojawiające się na ekranie są zapisane czcionką pogrubioną.
Na przykład: Wybrać **Save (Zapisz)** z menu pliku.
- Nazwy plików oraz ścieżki dostępowe są zapisane czcionką Courier.
Na przykład: Przykład\Plik.txt
- Terminy specjalne są pisane od wielkiej litery.
Na przykład: Wrażliwe zwarcie doziemne
- W przypadku odniesienia do wewnętrznej bazy danych ustawień i sygnałów urządzeń IED tekst nagłówka grupy menu jest zapisywany wielkimi literami i kursywą.
Na przykład: *SYSTEM DATA* (Dane systemowe)
- Ścieżki dostępowe menu IED są rozdzielone separatorami \.

Na przykład: SETPOINTS\CONTROL\AUTORECLOSE

- W przypadku odniesienia do wewnętrznej bazy danych ustawień i sygnałów urządzeń IED wartość jest zapisywana w następujący sposób:
Ustawienie **Language** (Język) w nagłówku *SYSTEM DATA* (Dane systemowe) ma wartość *English*.

1.2.3 NOMENKLATURA

Z racji technicznego charakteru niniejszego podręcznika pojawia się w nim wiele specjalistycznych terminów, skrótów i akronimów. Niektóre z tych terminów są powszechnie stosowane w branży, podczas gdy inne mogą być specyficzne dla danego produktu i używane wyłącznie przez GE Vernova. Każdy akronim lub termin zostaje wyjaśniony, gdy pojawia się po raz pierwszy w danym rozdziale. Ponadto dostępny jest osobny słowniczek, który można znaleźć na stronie internetowej GE Vernova lub otrzymać w centrum kontaktowym GE Vernova.

Chcielibyśmy jednak wspomnieć o kilku zmianach wprowadzonych w nomenklaturze:

- Wyrażenie „przełącznik” nie odnosi się już do samego urządzenia. Zamiast tego urządzenie określane jest mianem „IED” (inteligentnego urządzenia elektronicznego), „urządzenia” lub „produktu”. Wyrażenie „przełącznik” jest używane wyłącznie w odniesieniu do elektromechanicznych podzespołów urządzenia, tj. do przełączników wyjściowych.
- Niniejsza instrukcja została w oryginale napisana w języku angielskim odmiany brytyjskiej.
- Brytyjskie wyrażenie „Earth” (uziemiaenie) jest bezpośrednim odpowiednikiem amerykańskiego wyrażenia „Ground”.

1.2.4 ZGODNOŚĆ

Urządzenie przeszło szereg dokładnych badań oraz procesów certyfikacyjnych w celu zapewnienia i udowodnienia zgodności z wymaganiami wszystkich rynków docelowych. Szczegółowy opis tychże kryteriów można znaleźć w rozdziale Dane techniczne.

1.3 ZAKRES PRODUKTU

Inteligentne urządzenia elektroniczne Multilin Agile to urządzenia mikroprocesorowe do ochrony nadprądowej pierwotnej i rezerwowej linii średniego i niskiego napięcia. Zapewniają integralne kierunkowe i niekierunkowe zabezpieczenie nadprądowe, przeciwprzepięciowe i ziemnozwarciowe oraz nadają się do stosowania w systemach bezpośrednio uziemionych, z uziemieniem impedancyjnym, uziemiającą cewką Petersena i izolowanych.

Oprócz zabezpieczenia każde urządzenie zapewnia funkcje ochronne, kontrolne i monitorowania poprzez lokalne i zdalne interfejsy człowieka. Wyświetlają także aktualne stany wyzwolenia zabezpieczenia/alarmu oraz dostępne zmierzone parametry systemu. Rejestrowane są także wcześniejsze zdarzenia związane z wyzwoleniem zabezpieczenia, alarmem lub kontrolą, maksymalne zapotrzebowanie oraz zużycie energii.

P14D to kierunkowe urządzenie IED w trzech wariantach funkcjonalnych:

- P14DB to urządzenie podstawowe do zastosowań w kierunkowych liniach zasilających
- P14DL to zaawansowane kierunkowe urządzenie IED z funkcjami: samoczynnego ponownego załączania, lokalizatorem zwarc, kontrolą synchronizmu, df/dt oraz zabezpieczenia mocy
- P14DZ to zaawansowane kierunkowe urządzenie IED (P14DL) z dodaną detekcją przejściowego zwarcia doziemnego TGFD (tylko dla opcji standardowego uziemienia przekładnik prądowy) oraz detekcją wysokoimpedancyjnego zwarcia HiF/HiZ (tylko dla opcji czułego uziemienia przekładnik prądowy)

P14N to niekierunkowe urządzenie IED w dwóch wariantach funkcjonalnych:

- P14NB to urządzenie podstawowe do zastosowań w niekierunkowych liniach zasilających
- P14NL to zaawansowane niekierunkowe urządzenie IED z funkcjami samoczynnego ponownego załączania
- P14NZ to zaawansowane niekierunkowe urządzenie IED (P14NL) z dodaną detekcją zwarcia wysokoimpedancyjnego HiF/HiZ (tylko w przypadku opcji czułego uziemienia przekładnik prądowy)

P94V to napięciowe i częstotliwościowe urządzenie IED w dwóch wariantach funkcjonalnych:

- P94VB to urządzenie podstawowe do zastosowań napięciowych i częstotliwościowych
- P94VP to zaawansowane napięciowe i częstotliwościowe urządzenie IED z funkcjami kontroli synchronizmu i samoczynnego ponownego załączania

Wszystkie modele dostępne są z różnymi opcjami wejść/wyjść, które są opisane w rozdziale dotyczącym struktury sprzętowej i podsumowane w opcjach zamawiania.

Niewielkie wymiary oraz opcja wysuwania sprawiają, że Multilin Agile idealnie nadaje się do montażu panelowego w nowych lub modernizowanych instalacjach.

Programowanie ustawień można przeprowadzić za pomocą klawiszy na panelu przednim i wyświetlacza. Ze względu na dużą liczbę ustawień metoda ręczna może być dość pracochłonna. Ustawienia można wprowadzać także z komputera, korzystając z oprogramowania EnerVista Configuration. Nawet przy minimalnej znajomości obsługi komputera to oprogramowanie oparte na menu zapewnia łatwy dostęp do wszystkich funkcji panelu przedniego oraz do narzędzia konfiguracyjnego IEC 61850. Standard IEC 61850 jest zależny od arkusza Cortec (jeśli jest dostępny dla urządzenia IED, należy go skonfigurować za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration). Wartości rzeczywiste można wyświetlać, zmieniać, zapisywać i drukować. Jeżeli ustawienia są przechowywane w pliku CID, można je pobierać w dowolnym momencie przez port na panelu przednim urządzenia, używając do tego kabla USB podłączonego do portu USB komputera.

1.3.1 OPCJE ZAMAWIANIA

Wszystkie aktualne modele i warianty tego produktu zdefiniowano w interaktywnym arkuszu o nazwie Cortec. Jest on dostępny na stronie internetowej firmy.

Ewentualnie można otrzymać go za pośrednictwem centrum kontaktowego:

GA.support@gevernova.com

Egzemplarz arkusza Cortec dołączono również w postaci tabeli statycznej jako załącznik do niniejszego dokumentu. Należy jednak używać go wyłącznie do celów informacyjnych, ponieważ zawiera zrzut interaktywnych danych wykonany w momencie publikacji.

1.4 WŁAŚCIWOŚCI I FUNKCJE

1.4.1 OPIS SYSTEMU ZABEZPIEZAJĄCEGO LINII ZASILAJĄCYCH MULTILIN AGILE

CPU

Sterowanie funkcjami urządzenia IED odbywa się przez procesor Sitara AM5706 firmy Texas Instruments, który mierzy wszystkie sygnały analogowe i wejścia cyfrowe, steruje wszystkimi wyjściowymi urządzeniami IED oraz wszystkimi protokołami komunikacyjnymi Ethernet.

Wejście analogowe i przechwytywanie przebiegów

Transformatory magnetyczne służą do zmniejszania przychodzących sygnałów analogowych z transformatorów przyrządów źródłowych. Następnie sygnały analogowe są przepuszczane przez dolnoprzepustowy filtr przeciwułożsamieniowy. Dalej wszystkie sygnały są równocześnie przechwytywane przez bufor próbkowania i zatrzymywania, aby zagwarantować, że nie występują przesunięcia fazowe. Sygnały są konwertowane na wartości cyfrowe przez 24-bitowy przetwornik analogowo-cyfrowy 16 kHz, zanim ostatecznie zostaną przekazane do głównej jednostki centralnej (ang. Central Processing Unit, CPU) w celu analizy. Zarówno prąd, jak i napięcie są próbkowane sześćdziesiąt cztery razy na cykl częstotliwości zasilania. Te „surowe” próbki są skalowane w oprogramowaniu, a następnie umieszczane w buforze przechwytywania przebiegów, w ten sposób emulując rejestrator zwarć. Częstotliwość próbkowania Rejestratora zakłóceń można wybrać, ustawiając (128\64\32\16\8) próbek na cykl. Przebiegi można pobrać z urządzenia IED za pośrednictwem oprogramowania EnerVista Configuration w celu wyświetlenia i diagnostyki albo za pomocą systemu SCADA.

Częstotliwość

Pomiar częstotliwości odbywa się przez pomiar czasu między przejściami przez zero sygnału złożonego napięcia szyny trójfazowej. Sygnały są przepuszczane przez filtr dolnoprzepustowy, aby zapobiegać fałszywym przejściom przez zero. Śledzenie częstotliwości wykorzystuje zmierzoną częstotliwość do ustawiania częstotliwości próbkowania napięcia, co skutkuje większą dokładnością algorytmu dyskretnej transformaty Fouriera (ang. Discrete Fourier Transform, DFT) w przypadku wyłączonych częstotliwości znamionowych.

Główne źródło śledzenia częstotliwości wykorzystuje napięcia szyny trójfazowej. Jeśli sygnał o stabilnej częstotliwości nie jest dostępny, częstotliwość śledzenia jest domyślnie ustawiana na nominalną częstotliwość systemu.

Fazory, stany przejściowe i harmoniczne

Wszystkie przebiegi są przetwarzane osiem razy na cykl.

Przetwarzanie wejść prądu przemiennego

Filtr usuwający zanik prądu stałego to filtr cyfrowy o krótkim oknie, który usuwa składową zaniku prądu stałego z asymetrycznego prądu obecnego w momencie wystąpienia zwarcia. Odbywa się to w przypadku wszystkich sygnałów prądowych używanych do zabezpieczenia nadprądowego; sygnały napięciowe wykorzystują ten sam filtr usuwający zanik prądu stałego. Filtr ten zapewnia brak nadmiernego zabezpieczenia nadprądowego.

Dyskretna transformata Fouriera (DFT) wykorzystuje dokładnie jeden cykl próbek do obliczenia ilości fazorowej, która reprezentuje sygnał w częstotliwości podstawowej; wszystkie komponenty harmoniczne są usuwane. Wszystkie kolejne obliczenia (np. mocy itd.) są oparte na fazorach prądu i napięcia, w taki sposób, że wartości wynikowe nie obejmują komponentów harmonicznych. Wartości RMS (wartość skuteczna) są obliczane z próbek z jednego cyklu przed filtrowaniem.

Elementy zabezpieczające

Większość elementów zabezpieczających napięcia, prądu i częstotliwości jest przetwarzana osiem razy na cykl, aby ustalić, czy doszło do pobudzenia lub czy upłynął czas. Elementy zabezpieczające napięcia i prądu wykorzystują wartość skuteczną prądu/napięcia lub wielkość fazora.

1.4.2 WPROWADZENIE DO URZĄDZEŃ LOGICZNYCH

Definicje urządzeń logicznych

Urządzenie IED Multilin Agile implementuje serwer IEC 61850, który może zawierać co najmniej jedno urządzenie logiczne (ang. Logical Device, LD). Każde urządzenie logiczne ma model danych zbudowany z instancji określonych węzłów logicznych (ang. Logical Node, LN) i musi składać się z co najmniej jednego wystąpienia węzła logicznego LPHD (który odpowiada za dostarczanie informacji o urządzeniu fizycznym) oraz jednego wystąpienia węzła logicznego LLN0 (w celu rozwiązywania typowych problemów w urządzeniu logicznym).

Model danych IEC 61850 jest zawarty w urządzeniach logicznych wymienionych w poniższej tabeli. Wszystkie urządzenia Multilin Agile będą spójnie nazywać obsługiwane urządzenia logiczne, aby zagwarantować, że zmienne modelu danych mające ten sam cel będą miały taką samą nazwę na każdym serwerze urządzenia IED Multilin Agile.

Urządzenie logiczne	Komentarz/użycie
Ctrl	Domena elementów sterujących Multilin Agile
Meter	Domena pomiarów Multilin Agile
Prot	Domena zabezpieczeń Multilin Agile
Master	Domena systemu Multilin Agile

Model danych urządzenia logicznego IEC 61850

Model danych najwyższego poziomu urządzenia logicznego IEC 61850 składa się z instancji węzłów logicznych. Nazwa modelu danych instancji węzła logicznego składa się z opcjonalnego prefiksu (nazywanego „wrapperem”), nazwy węzła logicznego oraz ID (lub sufiksu) instancji.

Modele danych w Multilin Agile są uporządkowane alfabetycznie, a nie logicznie, ponieważ jest to naturalna kolejność danych w przypadku prezentacji przez natywną przeglądarkę MMS. (Przeglądarki wyższego poziomu mogą oczywiście stosować dowolną kolejność).

1.4.3 FUNKCJE ZABEZPIECZAJĄCE

Urządzenia IED Multilin Agile mają następujące funkcje ochronne. Model danych urządzenia logicznego IEC 61850 dla domeny zabezpieczeń (Prot) Multilin Agile jest wskazany w poniższej tabeli wraz z opisem funkcji zabezpieczających

Domena zabezpieczeń IEC 61850 (LD: Prot)	Produkt			ANSI	Opis zabezpieczenia	Etapy
Instancja LN	P14N	P14D	P94V			
auxPTOVX	Nie	Tak	Tak	59X	Przeciwprzepięciowe szczytkowe (M) mierzone (przeciwprzepięciowe pomocnicze*)	4
BrknCondGAPC1	Tak	Tak	Nie	46BC	Zerw Przew.	1
gndPIOCX	Tak	Tak	Nie	50G	Chwilowe nadprądowe doziemne (mierzone EF1)	4
gndPTOCX	Tak	Tak	Nie	51G	Nadprądowe doziemne (mierzone EF1)	2

Domena zabezpieczeń IEC 61850 (LD: Prot)	Produkt			ANSI	Opis zabezpieczenia	Etapy
	Instancja LN	P14N	P14D	P94V		
gndRDIRX	Nie	Tak	Nie	67G	Kierunkowe nadprądowe doziemne (mierzone EF1)	4
hsePIOCX	Tak	Tak	Nie	50SG (50SEF)	Chwilowe nadprądowe czułe doziemne (mierzone SEF)	4
hsePTOCX	Tak	Tak	Nie	51SG	Czułe doziemne IDMT/DT (mierzone SEF)	2
hseRDIRX	Nie	Tak	Nie	67SG	Kierunkowe zabezpieczenie nadprądowe czułe doziemne (mierzone SEF)	4
LLN0	Tak	Tak	Tak		Zabezpieczenie, urządzenie logiczne	NA
LPHD	Tak	Tak	Tak		Informacje o urządzeniu fizycznym	NA
ndPIOCX	Tak	Tak	Nie	50N	Chwilowe nadprądowe punktu neutralnego (obliczane EF2)	4
ndPTOCX	Tak	Tak	Nie	51N	Czasowe nadprądowe doziemne (obliczane EF2)	2
ndPTOVX	Nie	Tak	Tak	59N	Nadnapięciowe szczytkowe (D) obliczane (nadnapięciowe punktu neutralnego*)	4
ndRDIRX	Nie	Tak	Nie	67N	Kierunkowe nadprądowe punktu neutralnego (obliczane EF2)	4
ngseqPIOCX	Tak	Tak	Nie	50_2 (46)	Chwilowe nadprądowe reagujące na składowa przeciwna	4
ngseqPTOCX	Tak	Tak	Nie	51_2	Czasowe nadprądowe reagujące na składowa przeciwna	4
ngseqPTOVX	Nie	Tak	Tak	59_2 (47)	Przeciwprzepięciowe reagujące na składowa przeciwna	2
ngseqRDIRX	Nie	Tak	Nie	67_2	Kierunkowe nadprądowe reagujące na składowa przeciwna	4
PDOPX	Nie	Tak (P14DL)	Nie	32OF	Niedostateczna moc	2
PDUPX	Nie	Tak (P14DL)	Nie	32LF	Nadmierna moc	2
PFRCX	Nie	Tak (P14DL)	Tak (P94VP)	81R (81 df/dt)	Szybkość zmian częstotliwości (ROCOF)	9
phsPIOCX	Tak	Tak	Nie	50P (50)	Chwilowe nadprądowe fazowe	6
phsPTOCX	Tak	Tak	Nie	51P(51) / 51PV (51V)	Nadprądowe fazowe IDMT/DT / czasowe nadprądowe fazowe z ograniczeniem napięcia	3
phsPTOVX	Nie	Tak	Tak	59P (59)	Przeciwprzepięciowe fazowe	4
phsPTUVX	Nie	Tak	Tak	27P (27)	Podnapięciowe fazowe	4

Domena zabezpieczeń IEC 61850 (LD: Prot)	Produkt			ANSI	Opis zabezpieczenia	Etap
	Instancja LN	P14N	P14D			
phRDIRX	Nie	Tak	Nie	67P (67)	Kierunkowe nadprądowe fazowe	6
PoleDeaGAPC1	Tak	Tak	Nie		Martwy biegun	1
posseqPTOVX	Nie	Tak	Tak	59_1 (59V)	Przeciwprzepięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej	2
posseqPTUVX	Nie	Tak	Tak	27_1 (27V)	Podnapięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej	2
PTOFX	Nie	Tak	Tak	81O	Nadczęstotliwościowe	9
PTUC1	Tak	Tak	Nie	37	Podprąd	1
PTUFX	Nie	Tak	Tak	81U	Podczęstotliwościowe	9
RGFPDIF1	Tak	Tak	Nie	64N	Ograniczone zwarcie doziemne	1
SwOntoFltGAPC1	Tak	Tak	Nie	50 SOTF	Załączanie na zwarcie	1
ThmOvIPTTR1	Tak	Tak	Nie	49	PRZEC.CIEPL.	1
LodEncPDISX	Nie	Tak	Nie		Przekroczenie obciążenia	2
MvmAvPTOVX	Nie	Tak	Tak		Ruchome średnie przeciwprzepięciowe	2
NeutAdmPSDEX	Nie	Tak (P14DL)	Nie	21YN	Admitancja punktu neutralnego	4
PHIZ1	Tak (P14NZ2)	Tak (P14DZ2)	Nie	HiZ (HiF)	Detekcja zwarcia wysokoimpedancyjnego	1
PTEFX	Nie	Tak (P14DZ)	Nie		Przejściowe zwarcie doziemne	2
PVPHX	Nie	Tak (P14DL)	Tak (P94VP)	24	Wolty na herc	6
RctPwrPTUVX	Nie	Tak (P14DL)	Nie	27Q	Podnapięciowe mocy biernej	6
TmPTUVX	Nie	Tak	Tak	27T	Podnapięcie	4
WatPSDEX	Nie	Tak (P14DL)	Nie	32N	Watometryczne ziemnozwarciowe	4

Uwaga:
Znak „X” reprezentuje numer instancji funkcji.

Uwaga:
* oznacza opis nazewnictwa IEC 61850

1.4.4 FUNKCJE STEROWANIA

Urządzenia IED Multilin Agile mają następujące funkcje sterowania:

Funkcja
Diagnostyka po zasileniu i ciągły automonitoring.

Funkcja
Alternatywne grupy ustawień (6)
Programowalne diody LED i przyciski / klawisze funkcyjne (zależne od Cortec)
Zestyk alarmowy (błąd krytyczny)
Podstawowe i zaawansowane cyberbezpieczeństwo (zależne od Cortec)
Programowalne przyporządkowanie wejść oraz wyjść cyfrowych
wejścia sterownicze,
Edytor równań FlexLogic
Kontrola wyłącznika, monitorowanie jego stanu i warunków zadziałania
Nadzór cewki oraz obwodu wyzwalającego
Nadzór nad przekładnik prądowy (dotyczy tylko produktów z wejściami przekładnik prądowy)
Nadzór przekładnika napięciowego (dotyczy tylko produktów z wejściami przekładnik prądowy i przekładnik napięciowy)
Lokalizator zwarcia (dotyczy tylko produktów z wejściami przekładnik prądowy i przekładnik napięciowy)

Model danych urządzenia logicznego IEC 61850 dla domeny elementów sterujących (Ctrl) Multilin Agile jest wskazany w poniższej tabeli wraz z opisem funkcji zabezpieczających.

Domena elementów sterujących IEC 61850 (LD: Ctrl)	Produkt			ANSI	Opis elementu sterującego	Etapy
	Nazwa LN	P14N	P14D	P94V		
ColdLodGAPC1	Tak	Tak	Nie	CLP	Zimny rozruch obciążenia	1
CSWX	Tak	Tak	Tak	1	Kontroler odłącznika	8
CTSupGAPC1	Tak	Tak	Nie	KOPPrad	Nadzór przekładnik prądowy	1
HaDetPHARX	Tak	Tak	Nie		Detekcja harmonicznych	4
LLN0	Tak	Tak	Tak		Elementy sterujące, urządzenie logiczne	NIE DOTYCZY
LPHD	Tak	Tak	Tak		Informacje o urządzeniu fizycznym	NIE DOTYCZY
PoleDscGAPC1	Tak	Tak	Nie	52	Rozbieżność biegunów (Pole Discordance*)	1
RBRF1	Tak	Tak	Nie	50BF	Błąd wyłącznika (CB Fail & I<)	1
RREC1	Tak (P14NL)	Tak (P14DL)	Tak (P94VP)	79	Samoczynne ponawianie załączania (3 fazy)	1
SynChkRSYN1	Nie	Tak (P14DL)	Tak (P94VP)	25	Kontrola synchronizmu (Synchrocheck*)	1
TVTR1	Nie	Tak	Nie	VTS (60)	MONITOR PU	1
XCBR1	Tak	Tak	Tak	52	Sterowanie WYL (wyłącznik)	1
XSWIX	Tak	Tak	Tak	33	Sterowanie SW (odłącznik)	8
trbusPTRCX	Tak	Tak	Tak		Wyzwolenie zabezpieczenia szyny (agregacja sygnału na potrzeby wyzwolenia zabezpieczenia, alarmu lub sygnalizacji)	6
SCBR1	Tak	Tak	Tak		Nadzór wyłącznika	1
SWICIOX	Tak	Tak	Tak		Blokady SWX	8

Uwaga:
Znak „X” reprezentuje numer instancji funkcji.

Uwaga:
* oznacza opis nazewnictwa IEC 61850

1.4.5 FUNKCJE POMIAROWE

Urządzenie ma następujące funkcje pomiarowe:

Funkcja pomiarowa	Szczegóły
Pomiary (dokładny zakres pomiarów zależy od modelu urządzenia)	Zmierzone prądy i obliczona kolejność oraz prądy RMS Zmierzone napięcia i obliczona kolejność oraz napięcia RMS Wielkości mocy i energii Wartości szczytowe, ustalone i ruchome wartości zapotrzebowania Pomiary częstotliwości Inne pomiary
Rekordy zakłóceń (przechwytywanie przebiegu, oscylografia) Kanały / czas trwania poszczególnych lub wszystkich / liczba próbek na cykl	128\64\32\16\8 próbek/cykl
Raporty zwarć	25
Rekordy zdarzeń / Rejestrowanie zdarzeń	2048
Sygnatury czasowe wejść optycznych	Tak

Model danych urządzenia logicznego IEC 61850 dla domeny pomiarów (Meter) Multilin Agile jest wskazany w poniższej tabeli.

Domena pomiarów IEC 61850 (LD: Meter)	Produkt			ANSI	Opis miernika	Etapy
	P14N	P14D	P94V			
Instancja LN						
HThdMHA11	Tak	Tak	Nie		Mierzenie prądów harmoniczných (harmoniczne i interharmoniczne)	NIE DOTYCZY
LLN0	Tak	Tak	Tak		Miernik, urządzenie logiczne	NIE DOTYCZY
LPHD	Tak	Tak	Tak		Informacje o urządzeniu fizycznym (tabliczka znamionowa, stan)	NIE DOTYCZY
MMTR1	Nie	Tak	Nie		Pomiar energii (+Whr, -Whr, +VARhr, -VARhr)	NIE DOTYCZY
MMXU1	Tak	Nie	Nie		Pomiar banku-B przekładnik prądowy	NIE DOTYCZY
MMXU1	Nie	Tak	Nie		Pomiar banku-A przekładnik napięciowy, banku-B przekładnik prądowy, częstotliwości i mocy	NIE DOTYCZY

Domena pomiarów IEC 61850 (LD: Meter)	Produkt			ANSI	Opis miernika	Etapy
	Instancja LN	P14N	P14D	P94V		
MMXU1	Nie	Nie	Tak		Pomiar banku-A przekładnik napięciowy i częstotliwości dla P94V	NIE DOTYCZY
MSQI1	Nie	Tak	Nie		Składowe kolejności prądów i napięć (mierzenie składowych kolejności*)	NIE DOTYCZY
MSQI1	Tak	Nie	Nie		Składowe kolejności prądów (mierzenie składowych kolejności*)	NIE DOTYCZY
MSQI1	Nie	Nie	Tak		Składowe kolejności napięć (mierzenie składowych kolejności*)	NIE DOTYCZY

Uwaga:
Znak „X” reprezentuje numer instancji funkcji.

Uwaga:
* oznacza opis nazewnictwa IEC 61850

1.4.6 FUNKCJE KOMUNIKACYJNE

Urządzenie ma następujące funkcje komunikacji:

Funkcja komunikacji	Szczegóły
Lokalny interfejs HMI	Tak
Wielojęzyczny HMI [angielski (brytyjski), angielski (USA), francuski, rosyjski]	Tak
Port przedni	USB (konserwacja)
Tylny port szeregowy 1 (COM1)	RS485 lub IRIG-B
Tylny port szeregowy 2 (COM2)	RS485*
Tylny port ethernetowy 1 (ETH1)	Ethernet jednokanałowy (miedziany lub światłowodowy*) do komunikacji inżynierskiej/SCADA
Tylne porty ethernetowe 2 i 3 (ETH2 i ETH3)*	Ethernet dwukanałowy (miedziany lub światłowodowy) wspierający tryb redundantny/LLA/niezależny komunikacji SCADA Dostępne protokoły Ethernet*: Modbus TCP, DNP3oE, IEC61850 wer. 2*, IEC62439-3 (PRP/HSR)
Dostępne protokoły szeregowo	Modbus RTU, szeregowy DNP3, IEC 60870-5-103
Dostępne protokoły ethernetowe	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850 wyd. 2*
Synchronizacja czasu	IRIG-B, SNTP*, PTP*, synchronizacja protokołów komunikacyjnych*
Wejścia wirtualne	128
Cyberbezpieczeństwo	Tak*
Oprogramowanie EnerVista Configuration	Tak

Uwaga:
 (*) Zależne od Cortec.

1.4.7 FUNKCJE SYSTEMOWE

Urządzenia IED Multilin Agile mają następujące ogólne funkcje systemowe. Model danych urządzenia logicznego IEC 61850 dla domeny systemu (Master) Multilin Agile jest wskazany w poniższej tabeli wraz z opisem generycznych funkcji systemowych.

Domena systemowa IEC 61850 (LD: Master)	Produkt		ANSI	Opis systemu Master	Etapy
Instancja LN	P24N	P24D			
GGIO1	Tak	Tak		Wskazanie GGIO1 (Stan 1 do 32)	32
GGIO2	Tak	Tak		Stan wejść optycznych (liczba wejść optycznych zależy od wybranej w Cortec opcji we/wy)	Powiązane z Cortec
GGIO3	Tak	Tak		Wejścia wirtualne (1–256)	256
GGIO4	Tak	Tak		Wyjścia wirtualne (1–256)	256
GGIO5	Tak	Tak		Wejścia zdalne (1–128)	128
GGIO6	Tak	Tak		Stan przekaźników wyjściowych (liczba wyjść przekaźnika zależy od wybranej w Cortec opcji we/wy)	Powiązane z Cortec
LEDsIHMI1	Tak	Tak		Stan diody LED na panelu przednim	NIE DOTYCZY
LCCH1	Tak	Tak		Kontrola fizycznego kanału komunikacyjnego	NIE DOTYCZY
LGOSX	Tak	Tak		Subskrypcja GOOSE (od 1 do 32)	32
LLN0	Tak	Tak		Nadrzędne urządzenie logiczne	NIE DOTYCZY
LPHD	Tak	Tak		Informacje o urządzeniu fizycznym	NIE DOTYCZY
LTIM1	Tak	Tak		Zarządzanie czasem	
TmCikLTMS1	Tak	Tak		Kontrola nadrzędna czasu	NIE DOTYCZY
TransRcdRDRE1	Tak	Tak		Stan rekordów stanów przejściowych	NIE DOTYCZY
TmCikLTMS1	Tak	Tak	Tak	Kontrola nadrzędna czasu	
TransRcdRDRE1	Tak	Tak	Tak	Stan rekordów stanu przejściowego	

Uwaga:
 Znak „X” reprezentuje numer instancji funkcji.

Uwaga:
 * oznacza opis nazewnictwa IEC 61850

1.4.8 MENU GŁÓWNE HMI

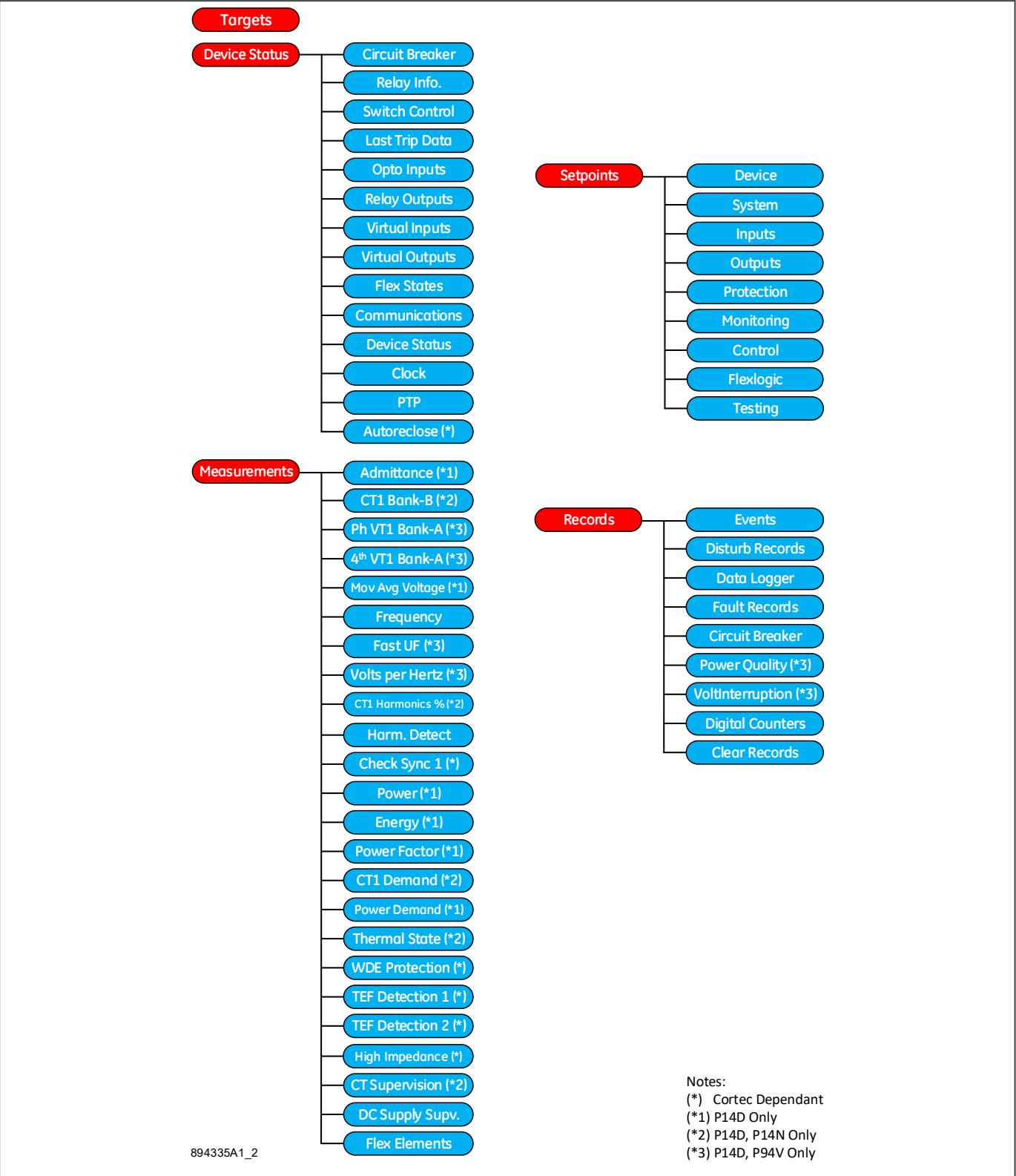


Figure 1: Hierarchia menu głównego HMI

1.5 SCHEMATY LOGICZNE

W niniejszym podręczniku technicznym umieszczono wiele schematów logicznych na potrzeby objaśnienia funkcjonalności urządzenia. Podręcznik ten opracowano przede wszystkim z myślą o wybranym produkcie, niemniej może on zawierać schematy, których elementy odnoszą się do innych produktów. W takim przypadku dana część opatrzona będzie notatką uściślającą.

Schematy logiczne są zgodne z konwencją stosowania określonych kolorów i kształtów dla zastosowanych elementów. Poniżej przedstawiono legendę dotyczącą tej konwencji. Zalecamy wyświetlanie schematów logicznych w wersji kolorowej, a nie czarno-białej. Podręcznik techniczny w wersji elektronicznej jest kolorowy, ale w przypadku wersji drukowanej może być inaczej. Jeżeli użytkownik będzie potrzebował kolorowych schematów, można otrzymać je na życzenie, dzwoniąc do centrum kontaktowego i podając numer schematu.

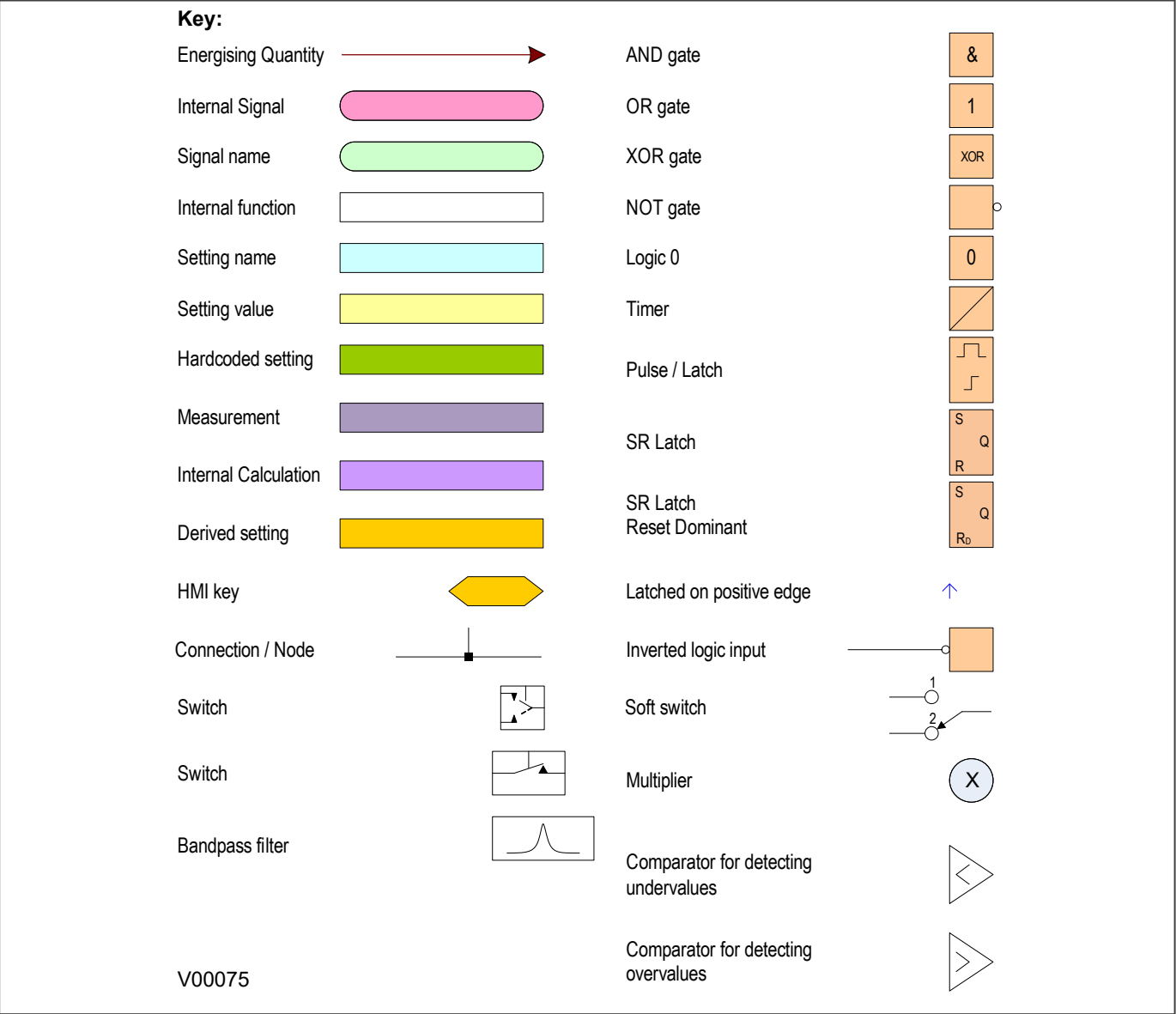


Figure 2: Legenda do schematów logicznych

1.6 PRZEGLĄD FUNKCJONALNY

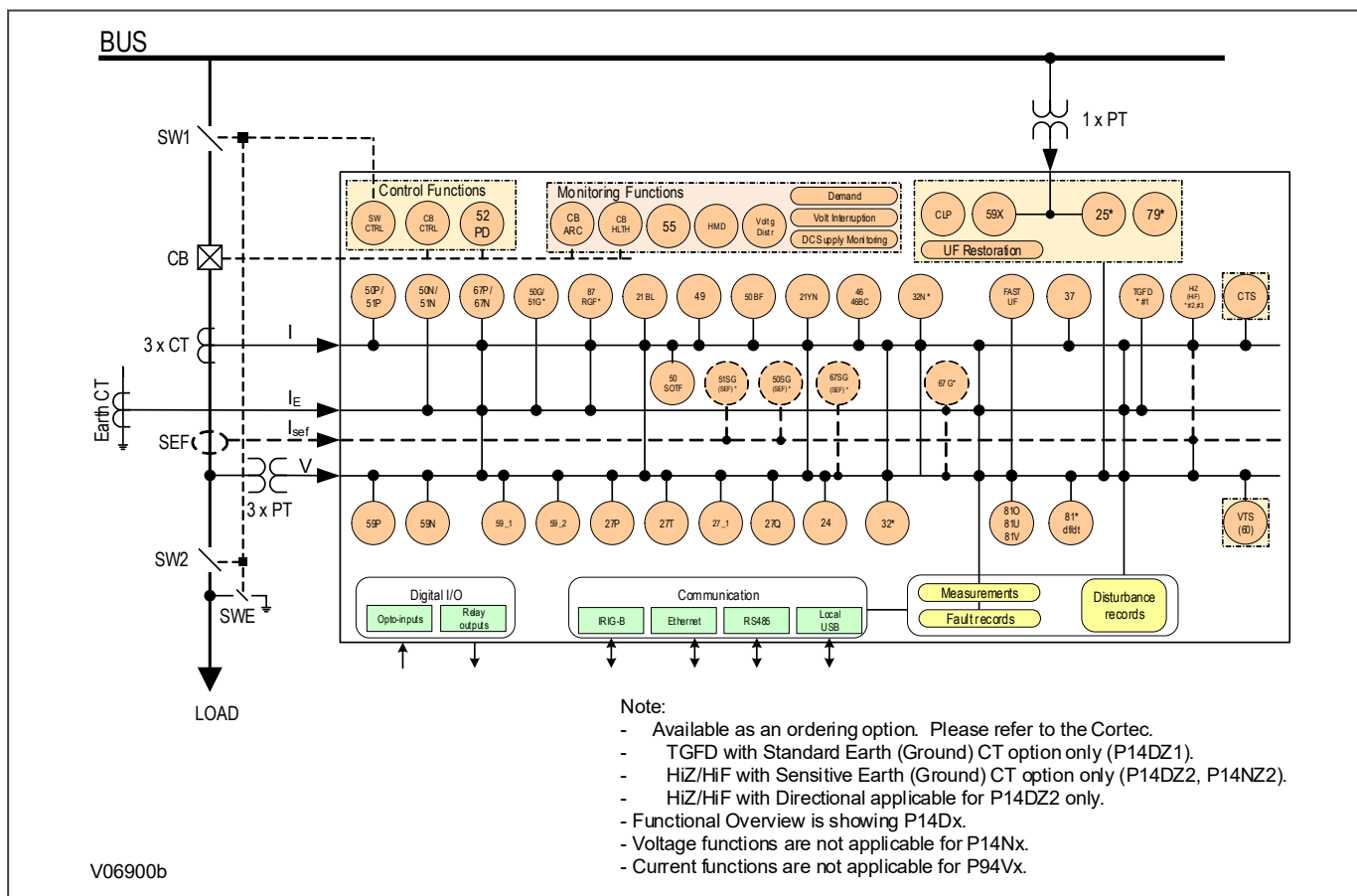


Figure 3: Przegląd funkcjonalny

ROZDZIAŁ 2

INFORMACJE DOTYCZĄCE BEZPIECZEŃSTWA

2.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Niniejszy rozdział zawiera informacje na temat bezpiecznej obsługi urządzenia. Urządzenie należy prawidłowo zainstalować i obsługiwać w celu utrzymania go w stanie gwarantującym bezpieczeństwo użytkowania i bezpieczeństwo pracowników przez cały okres eksploatacji. Przed przystąpieniem do rozpakowywania, instalowania, uruchamiania lub serwisowania urządzenia należy zapoznać się z niniejszym rozdziałem.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	19
Higiena i bezpieczeństwo pracy	20
Symbole	21
Instalowanie, uruchamianie i serwisowanie	22
Wycofanie z eksploatacji i utylizacja	28
Zgodność z przepisami	29

2.2 HIGIENA I BEZPIECZEŃSTWO PRACY

Pracownicy zaangażowani w prace związane ze sprzętem muszą być zaznajomieni z informacją dotyczącą bezpieczeństwa.

Podczas eksploatacji urządzenia elektrycznego w niektórych częściach urządzenia będą występować niebezpieczne napięcia. Niewłaściwe korzystanie z urządzenia oraz nieprzestrzeganie ostrzeżeń mogą spowodować nieodwracalne szkody urządzenia oraz prowadzić do uszkodzenia mienia, obrażeń ciała i/lub śmierci.

Prace przy urządzeniu jak również obsługę urządzenia mogą wykonywać jedynie osoby o odpowiednich kwalifikacjach. Osoby wykwalifikowane to osoby, które:

- mają wiedzę na temat instalacji, rozruchu i eksploatacji urządzeń i układu, do którego urządzenie jest podłączone;
- są obeznane w uznanych praktykach technicznych dotyczących bezpieczeństwa i są uprawnione do poprawnego podłączania i odłączania urządzenia od zasilania;
- zostały przeszkolone w zakresie konserwacji i obsługi urządzeń zabezpieczających zgodnie z inżynierskimi praktykami zapewniania bezpieczeństwa;
- zostały przeszkolone w zakresie postępowania w sytuacjach awaryjnych (pierwsza pomoc).

Dokumentacja zawiera instrukcje dotyczące instalacji, rozruchu i obsługi urządzenia. Nie jest jednak możliwe, aby objęła wszystkie możliwe sytuacje. W razie pytań lub problemów nie wolno podejmować żadnych działań bez uzyskania na nie uprzedniej zgody. Prosimy o kontakt z miejscowym biurem sprzedaży i poproszenie o udzielenie wymaganych informacji.

2.3 SYMBOLE

W treści niniejszej instrukcji będzie można napotkać następujące symbole. Takie same symbole można również dostrzec na elementach urządzenia.



Ostrzeżenie:

Prosimy o zapoznanie się z dokumentacją produktu. Niezastosowanie się do tej instrukcji może skutkować uszkodzeniem urządzenia.



Ostrzeżenie:

Zagrożenie porażeniem prądem elektrycznym



Ostrzeżenie:

Zagrożenie uszkodzeniem wzroku



Zacisk uziemiający. *Uwaga: Ten symbol może być również wykorzystywany do oznaczenia zacisku (uziemiającego) przewodu ochronnego, jeżeli jest on częścią bloku zacisków lub podzespołu.*



Przyłącze przewodu ochronnego (uziemienia)



Instrukcje dotyczące wymagań w zakresie utylizacji

Uwaga:

Wyrażenie uziemienie jest tłumaczeniem wyrażenia „Earth” (uziemienie) użytego w wersji angielskiej niniejszego podręcznika, które jest bezpośrednim odpowiednikiem północnoamerykańskiego wyrażenia „Ground” (uziemienie).

2.4 INSTALOWANIE, URUCHAMIANIE I SERWISOWANIE

2.4.1 ZAGROŻENIA ZWIĄZANE Z PODNOSZENIEM ŁADUNKÓW

Przyczyna wielu urazów leży w:

- podnoszeniu zbyt ciężkich obiektów,
- nieprawidłowym podnoszeniu przedmiotów,
- popychaniu lub ciągnięciu ciężkich obiektów,
- powtarzającym się wykorzystywaniu tych samych partii mięśniowych.

Należy uważnie planować działania, określać wszelkie możliwe zagrożenia i najlepszy sposób przeniesienia produktu. Zastanowić się, czy jest możliwość przeniesienia ładunku w inny sposób niż ręcznie. Stosować odpowiednie techniki podnoszenia oraz środki ochrony osobistej (PPE) w celu zredukowania ryzyka urazu.

2.4.2 ZAGROŻENIA ZWIĄZANE Z ELEKTRYCZNOŚCIĄ



Ostrzeżenie:
Wszyscy pracownicy zaangażowani w instalację, uruchomienie lub serwisowanie urządzenia muszą znać odpowiednie procedury pracy.



Ostrzeżenie:
Przed przystąpieniem do instalacji, uruchomienia lub serwisowania urządzenia należy odnieść się do dołączonej do niego dokumentacji.



Ostrzeżenie:
Zawsze używać urządzeń we wskazany sposób. Niespełnianie tego warunku negatywnie wpłynie na poziom bezpieczeństwa gwarantowany przez urządzenie.



Ostrzeżenie:
Zdemontowanie ścianek lub osłon z urządzenia może odsłonić niebezpieczne, znajdujące się pod napięciem elementy. Nie dotykać do momentu odłączenia zasilania elektrycznego. Należy zachować uwagę, gdy dostęp do tylnej części urządzenia nie jest niczym ograniczony.



Ostrzeżenie:
Przed przystąpieniem do pracy na listwach zaciskowych odłączyć urządzenie od zasilania.



Ostrzeżenie:
W przestrzeni ograniczonej, gdzie występuje zagrożenie porażeniem prądem związane z nieosłoniętymi zaciskami, zastosować odpowiednią barierę ochronną.



Ostrzeżenie:
Przed przystąpieniem do demontażu należy odłączyć zasilanie. Demontaż urządzenia może odsłonić czułe obwody elektroniczne. Aby nie doszło do uszkodzenia urządzenia, należy przedsięwziąć odpowiednie środki zabezpieczające przed wyładowaniami elektrostatycznymi (ESD).

**Ostrzeżenie:**

NIE WOLNO spoglądać bezpośrednio na końce włókien światłowodowych ani na podłączenia wyjść optycznych. Zawsze należy korzystać z mierników mocy optycznej w celu stwierdzenia, czy poziom sygnału jest wystarczający.

**Ostrzeżenie:**

Podczas badania może dojść do naładowania kondensatorów do niebezpiecznego napięcia. Rozładować kondensatory redukując napięcia testowe do zera przez rozłączeniem przewodów probierczych.

**Ostrzeżenie:**

Urządzenie należy eksploatować w zakresie określonych limitów elektrycznych i środowiskowych.

**Ostrzeżenie:**

Przed przystąpieniem do czyszczenia urządzenia należy upewnić się, że od wszystkich połączeń odcięto zasilanie. Używać nasączonego czystą wodą kawałka materiału nie gubiącego włókien.

Uwaga:

Bolce kontaktowe wtyczek testowych są zwykle chronione wazeliną, której nie należy usuwać.

2.4.3 WYMAGANIA DOTYCZĄCE BEZPIECZNIKÓW

**Ostrzeżenie:**

W przypadku gdy nie jest wymagane, by urządzenie było ujęte w wykazie UL/CSA, można zastosować bezpiecznik o wysokiej zdolności rozłączeniowej (HRC) o maksymalnym prądzie znamionowym 10 A i minimalnym napięciu znamionowym 250 V DC do zasilania pomocniczego [np. topikowy (Red Spot), typu NIT lub TIA].

**Ostrzeżenie:**

Obwody wejść cyfrowych wymagają zabezpieczenia bezpiecznikiem o wysokiej zdolności rozłączeniowej NIT lub TIA o maksymalnym prądzie znamionowych 2 A. Ze względów bezpieczeństwa w obwodach przekładnika prądowego w żadnym wypadku nie wolno umieszczać bezpiecznika. Inne obwody należy odpowiednio zabezpieczyć bezpiecznikami w celu ochrony stosowanego okablowania.

**Ostrzeżenie:**

Przekładnik prądowy **NIE MOŻE BYĆ** zabezpieczony bezpiecznikiem, ponieważ otwarcie obwodu może generować śmiertelnie niebezpieczne napięcie.

2.4.4 POŁĄCZENIA URZĄDZENIA

**Ostrzeżenie:**

Zaciski odsłonięte na czas instalacji, rozruchu i konserwacji mogą być pod niebezpiecznym napięciem, chyba że urządzenie jest elektrycznie odizolowane.

**Ostrzeżenie:**

Dokręcić śruby mocujące M3.5 połączeń wysoko obciążeniowych listew zaciskowych momentem nominalnym 0,8 Nm.

Dokręcić śruby uwięzione listew zaciskowych momentem nominalnym 0,5 Nm.

**Ostrzeżenie:**

Zdecydowanie zaleca się użycie izolowanych końcówek zaciskowych do połączeń napięciowych i prądowych.

**Ostrzeżenie:**

Końcówki zaciskowe oraz przyrząd do ich zaciskania muszą być dopasowane do przekroju przewodu.

**Ostrzeżenie:**

W niektórych produktach sprawność urządzenia wskazywana jest zestykami alarmowymi (systemu samokontroli). Zdecydowanie zalecamy podłączenie tych zestyków do systemu automatyzacji podstacji i wykorzystanie ich do celów alarmowania.

2.4.5 WYMAGANIA DOTYCZĄCE KLASY OCHRONNOŚCI 1 URZĄDZEŃ

**Ostrzeżenie:**

Uziemić urządzenie za pomocą zacisku PCT (zacisk przewodu ochronnego).

**Ostrzeżenie:**

Nie wolno usuwać zacisku PCT.

**Ostrzeżenie:**

Zacisk PCT bywa używany do podłączenia ekranów kabli. Po podłączeniu lub usunięciu któregoś z przewodów uziemienia do/od zacisku PCT należy zawsze sprawdzić, czy nie została naruszona jego integralność.

**Ostrzeżenie:**

Należy zapewnić integralność zacisków PCT podłączonych za pomocą kołka, stosując nakrętkę zabezpieczającą lub podobne rozwiązanie.

**Ostrzeżenie:**

Zalecany minimalny przekrój przewodu ochronnego podłączanego do zacisku PCT to 2,5 mm² w krajach, w których napięcie sieci energetycznej wynosi 230 V (np. w państwach europejskich) oraz 3,3 mm² w krajach, w których napięcie sieci energetycznej wynosi 110 V (np. w państwach Ameryki Północnej). Lokalne lub krajowe przepisy mogą wymagać zwiększenia tego przekroju.

**Ostrzeżenie:**

Połączenie ochronne PCT musi mieć niską indukcyjność i powinno być jak najkrótsze.

**Ostrzeżenie:**

Wszystkie połączenia z urządzeniami muszą mieć określony potencjał. Wstępnie wykonane, nieużywane połączenia powinny być uziemione lub podłączone do wspólnego potencjału grupowego.

2.4.6**LISTA CZYNNOŚCI KONTROLNYCH POPRZEDZAJĄCYCH PODŁĄCZENIE ZASILANIA****Ostrzeżenie:**

Sprawdzić znamionowe napięcie/polaryzację (tabliczka znamionowa/dokumentacja urządzenia).

**Ostrzeżenie:**

Sprawdzić parametry znamionowe obwodu przekładnika prądowego (tabliczka znamionowa) oraz integralność połączeń.

**Ostrzeżenie:**

Sprawdzić parametry bezpiecznika zabezpieczającego lub wyłącznika nadprądowego (MCB).

**Ostrzeżenie:**

Sprawdzić integralność połączenia ochronnego PCT.

**Ostrzeżenie:**

Sprawdzić obciążalności prądowe i napięciowe zewnętrznych przewodów, upewniając się, że są odpowiednie do danego zastosowania.

2.4.7**PERYFERYJNE OBWODY ELEKTRONICZNE****Ostrzeżenie:**

Nie wolno otwierać obwodu wtórnego przekładnika prądowego pod napięciem, ponieważ generowane wysokie napięcie może stanowić zagrożenie dla życia pracowników i uszkodzić izolację. Zewrzeć obwód wtórny liniowego przekładnika prądowego przed rozłączeniem jakichkolwiek prowadzących do niego połączeń.

Uwaga:

W przypadku tego urządzenia IED przekładniki prądowe pozostają w obudowie podczas demontażu jednostki, zatem zewnętrzne zwieranie przekładników prądowych może nie być wymagane.

**Ostrzeżenie:**

Jeżeli w urządzeniu zastosowano zewnętrzne podzespoły, takie jak rezystory lub warystory (VDR), mogą one być elementami grożącymi porażeniem prądem lub oparzeniem w razie dotknięcia.

**Ostrzeżenie:**

Kable do transmisji danych z dostępnymi ekranami i/lub przewodnikami ekranowymi (w tym kable światłowodowe z elementami metalowymi) mogą stwarzać ryzyko porażenia prądem w otoczeniu podstacji, jeśli oba końce ekranu kabla nie są podłączone do tego samego uziemienia z wyrównaniem potencjałów.

Aby zmniejszyć zagrożenie porażeniem prądem z powodu przeniesionych potencjalnych zagrożeń:

- i. Instalacja powinna obejmować wszystkie niezbędne środki ochronne, aby przez podłączony przewód ekranu kabla nie mogły popłynąć jakiegokolwiek prądy zwarciowe.
- ii. Podłączony kabel powinien mieć ekran przewodzący podłączony do zacisku przewodu ochronnego (PCT) podłączonego sprzętu na obu końcach.
- iii. Zacisk przewodu ochronnego (PCT) każdego elementu podłączonego sprzętu powinien być podłączony bezpośrednio do tego samego uziemionego układu wyrównania potencjałów.
- iv. Jeśli z jakiegokolwiek powodu oba końce ekranu kabla nie są podłączone do tego samego uziemienia i układu wyrównania potencjałów, należy podjąć środki ostrożności, aby zapewnić bezpieczeństwo takich połączeń ekranowanych przed wykonaniem pracy w obrębie lub w pobliżu takich kabli.
- v. Żadne urządzenia nie mogą być podłączone do obwodów pobierania lub konserwacji ani złączy tego produktu, chyba że tymczasowo i wyłącznie w celach konserwacyjnych.
- vi. Sprzęt tymczasowo podłączony do tego produktu w celach konserwacyjnych powinien być uziemiony (jeśli wymagane jest uziemienie sprzętu tymczasowo podłączonego), bezpośrednio do tego samego uziemionego układu wyrównania potencjałów co produkt.

2.4.8 MODERNIZACJA/SERWISOWANIE

**Ostrzeżenie:**

Wkładać i wyciągać moduły, płytki obwodów drukowanych lub karty rozszerzające z urządzenia pozbawionego napięcia, gdyż w innym wypadku może dojść do jego uszkodzenia. Może dojść również do odslonięcia części znajdujących się pod niebezpiecznym napięciem, co stanowi zagrożenie dla personelu.

**Ostrzeżenie:**

Wewnętrzne moduły oraz zespoły mogą być ciężkie i mieć ostre krawędzie. Należy zachować ostrożność wkładając lub wyciągając moduły do/z IED.

2.5 WYCOFANIE Z EKSPLOATACJI I UTYLIZACJA

**Ostrzeżenie:**

Przed przystąpieniem do wycofywania urządzenia z eksploatacji należy całkowicie odizolować urządzenie od źródeł zasilania (oba bieguny wszelkich połączeń DC). Na wejściu zasilania pomocniczego mogą być równolegle podłączone kondensatory, które mogą nadal być naładowane. Aby uniknąć porażenia prądem, należy przed odłączeniem urządzenia rozładować te kondensatory poprzez zewnętrzne zaciski.

**Ostrzeżenie:**

Unikać spalania oraz utylizacji przez usuwanie do cieków wodnych. W Unii Europejskiej tego produktu nie należy wyrzucać do zmieszanych odpadów komunalnych. W celu odpowiedniego recyklingu tego produktu należy zwrócić go do dostawcy lub wyznaczonego punktu odbiorczego. Więcej informacji: www.recyclethis.info

Uwaga:

Jednostkę należy przechowywać wewnątrz pomieszczenia, w chłodnym, suchym miejscu. W miarę możliwości przechowywać ją w oryginalnym opakowaniu. Przestrzegać zakresu temperatury przechowywania określonego w specyfikacji. Aby uniknąć degradacji kondensatorów elektrolitycznych, podłączyć przechowywane urządzenia do zasilania raz do roku na jedną godzinę.

2.6 ZGODNOŚĆ Z PRZEPISAMI

Zgodność z wytycznymi Komisji Europejskiej dotyczącymi kompatybilności elektromagnetycznej, LVD i RoHS potwierdza się poprzez samocertyfikację.



2.6.1 ZGODNOŚĆ Z DYREKTYWĄ EMC: 2014/30/EU

Deklaracja zgodności dla danego produktu zawiera wykaz odpowiednich norm zharmonizowanych lub oceny zgodności zastosowanych w celu wykazania zgodności z dyrektywą w sprawie zgodności elektromagnetycznej EMC.

2.6.2 ZGODNOŚĆ Z DYREKTYWĄ LVD: 2014/35/EU

Deklaracja zgodności dla danego produktu zawiera wykaz odpowiednich norm zharmonizowanych lub oceny zgodności zastosowanych w celu wykazania zgodności z dyrektywą w sprawie zgodności elektromagnetycznej LVD.

Informacje związane z bezpieczeństwem, jak kategoria przepięcia instalacji I, stopień zanieczyszczenia i zakresy temperatur roboczych są określone w rozdziale „Dane techniczne” odpowiedniej dokumentacji produktu i/lub na etykiecie produktu.

O ile nie określono inaczej w rozdziale „Dane techniczne” odpowiedniej dokumentacji produktu, urządzenie jest przeznaczone wyłącznie do użytku w pomieszczeniach. Jeżeli wymagane jest użycie urządzenia na zewnątrz, musi być zamontowane w specjalnej szafce lub obudowie, aby zapewnić odpowiedni poziom ochrony przed spodziewanym środowiskiem zewnętrznym.

2.6.3 ZGODNOŚĆ Z DYREKTYWĄ ROHS 2011/65/UE ORAZ (UE) 2015/863

Produkt jest zgodny z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia stosowania niektórych niebezpiecznych substancji w sprzęcie elektrycznym i elektronicznym (dyrektywa RoHS 2011/65/UE). Zgodność ta została udowodniona testami przeprowadzonymi zgodnie z dyrektywą Rady zgodnie z normą EN 50581.

ROZDZIAŁ 3

KONSTRUKCJA URZĄDZENIA

3.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W niniejszym rozdziale zawarte są informacje na temat struktury sprzętowej produktu.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	31
Architektura sprzętowa	32
Konstrukcja mechaniczna	33
Przedni panel	38

3.2 ARCHITEKTURA SPRZĘTOWA

Poszczególne elementy urządzeń bazujących na platformie Multilin Agile są następujące:

- obudowa składająca się z panelu przedniego i złączy z tyłu;
- moduł głównego procesora zawierający główną jednostkę centralną (ang. Central Processing Unit, CPU), pamięć oraz interfejs łączący z interfejsem człowiek-maszyna (ang. Human Machine Interface, HMI) panelu przedniego;
- płyta we/wy składająca się ze zestyków przekaźnika wyjściowego oraz cyfrowych wejść optycznych z opcjonalną redundantną komunikacją tylną;
- zasilacz z tylnym złączami komunikacyjnymi.

Wszystkie moduły są połączone magistralą równoległą, adresową, przez którą moduł procesora może wysyłać i otrzymywać informacje do/z innych modułów, w zależności od potrzeb. Dostępna jest również osobna magistrala szeregową CAN służąca do przesyłu danych próbkowanych z modułu wejść do CPU. Równoległe i szeregowo magistrale danych są przedstawione w postaci pojedynczego modułu przyłączeniowego na poniższym rysunku ilustrującym typowe moduły oraz zachodzący pomiędzy nimi przepływ danych.

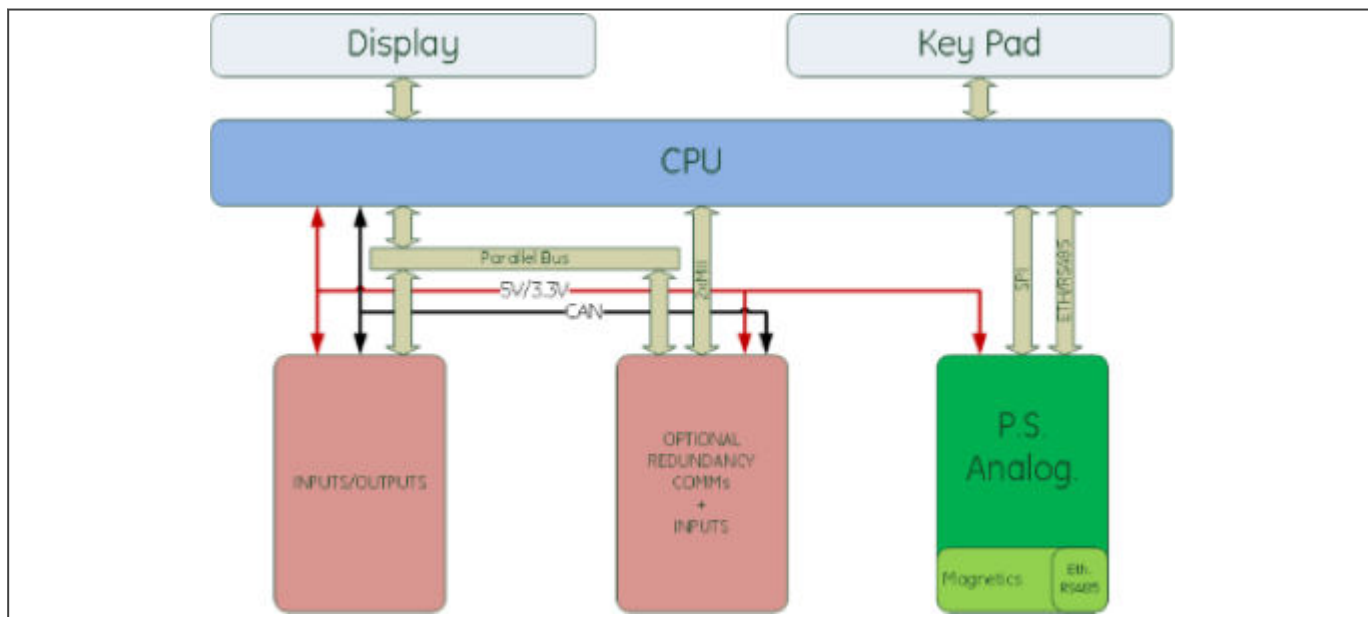


Figure 4: Omówienie konstrukcji sprzętu

3.3 KONSTRUKCJA MECHANICZNA

To urządzenie nadaje się do montażu na płaskiej powierzchni obudowy typu 1. Wszystkie urządzenia oparte na platformie Multilin Agile mają wspólną architekturę sprzętową. Sprzęt składa się z dwóch głównych części: podstawki i obudowy.

Podstawa składa się z panelu przedniego przymocowanego do płyty nośnej, do której podłączone są wszystkie płyty sprzętowe i moduły. Produkty zostały zaprojektowane tak, aby wszystkie płyty i moduły wchodzące w skład produktu były mocowane do podstawki, i nie przewiduje się ich usuwania lub wsuwania po opuszczeniu fabryki przez produkt.

Obudowa składa się z metalowej konstrukcji, modułu magnetycznego i złączy z tyłu, do których wpina się płytki w podstawce.

Uwaga:

Moduł magnetyczny pozostaje połączony z obudową, aby nie dopuścić do otwarcia obwodu przekładników prądowych.



Figure 5: Widok rozstrzelony urządzenia IED – 20TE

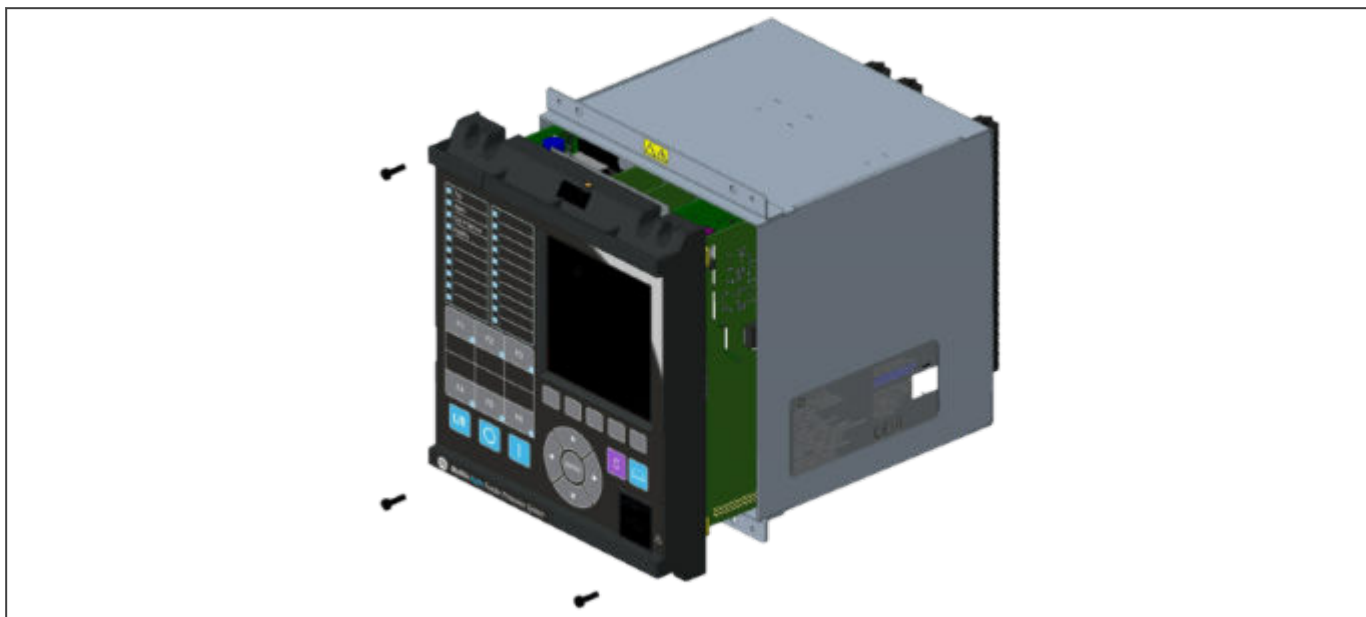


Figure 6: Widok rozstrzelony urządzenia IED – 30TE, wersja IEC

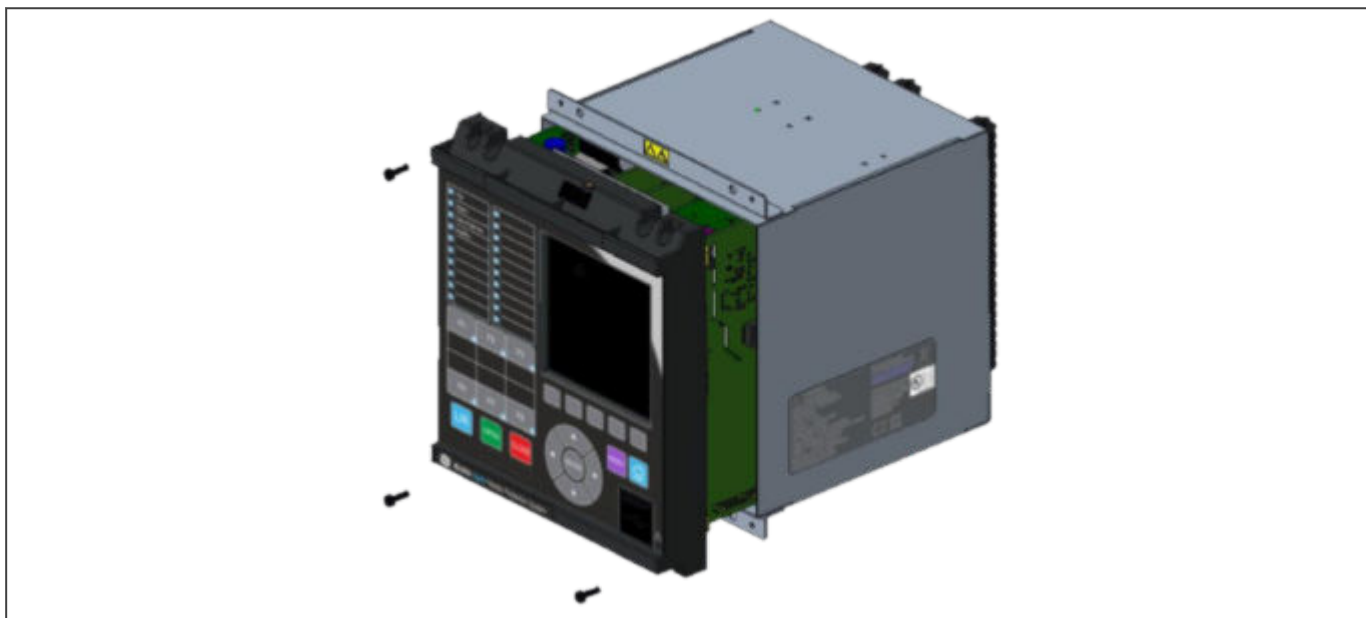


Figure 7: Widok rozstrzelony urządzenia IED – 30TE, wersja ANSI

3.3.1 WARIANTY OBUDOWY

Gama produktów Multilin Agile jest wdrożona w ramach obudów w jednym rozmiarze. Wymiary obudów produktów przemysłowych są zwykle zgodne z jednostkami wymiarów modułowych, opartymi na wymiarach stelaży. Są to: U oznaczająca wysokość i TE oznaczająca szerokość, gdzie:

- 1 U = 1,75 cala = 44,45 mm
- 1 TE = 0,2 cala = 5,08 mm

Produkty są teraz dostępne w wersjach wolnostojącej i montowanej na panelu. Nominalna wysokość wszystkich produktów wynosi 4 U. Jest to równowartość 177,8 mm lub 7 cali.

Obudowy są wykonane ze stali półfabrykowanej z czarną powłoką hybrydową z proszku epoksydowo-poliestrowego. Zapewnia to dobre uziemienie na wszystkich połączeniach, co tworzy ścieżkę niskiej rezystancji do uziemienia, która ma zasadnicze znaczenie dla działania w warunkach występowania szumów zewnętrznych.

Szerokość obudowy zależy od typu produktu i jego osprzętu. Poniżej przedstawiono wymiary obudowy:

Szerokość obudowy (TE)	Szerokość obudowy (mm)
20TE	102,4 mm (4 cale)
30TE	154,2 mm (6,07 cale)

3.3.2 PANEL TYLNY 20TE

Podstawowy panel tylny 20TE składa się z jednej 16-stykowej listwy zaciskowej oraz jednego 24-stykowego złącza 45°. Można zamówić opcjonalny moduł we/wy z dodatkowym złączem 16-stykowym 45°.

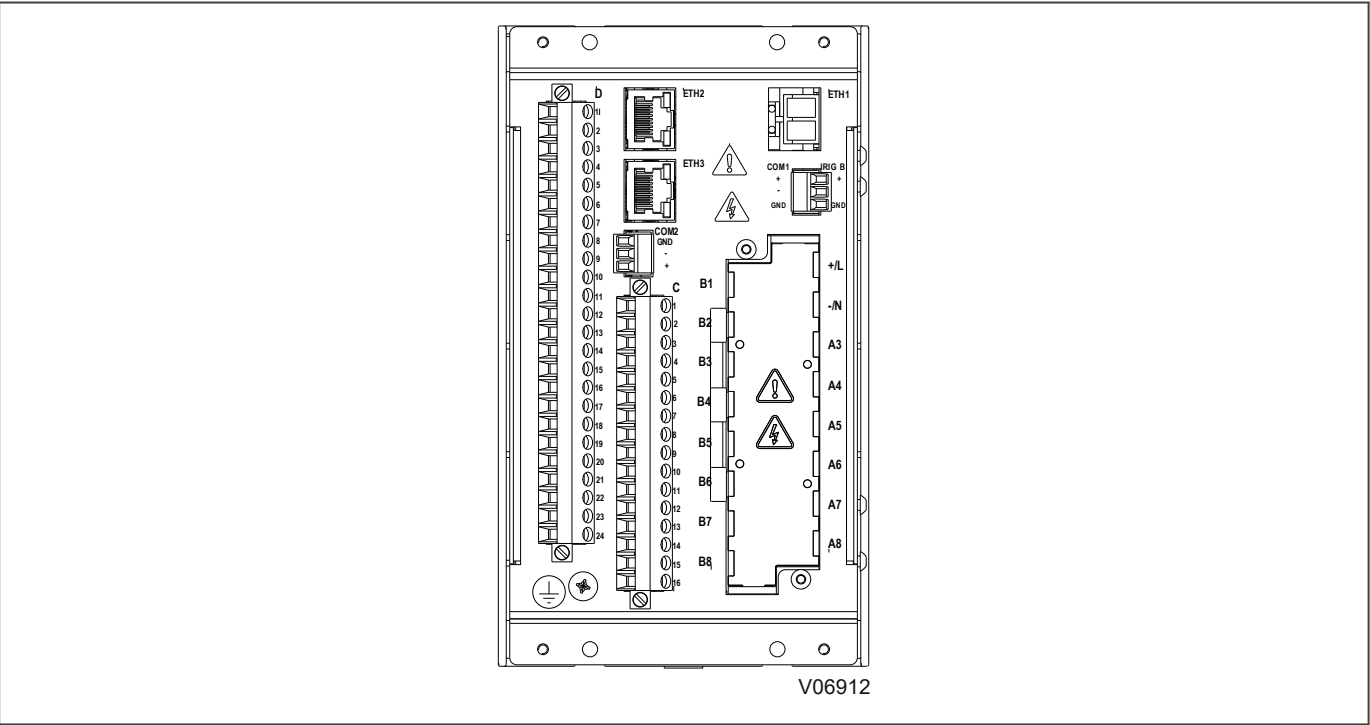


Figure 8: Panel tylny 20TE

3.3.3 PANEL TYLNY 30TE

Podstawowy panel tylny 30TE składa się z jednej 16-stykowej listwy zaciskowej do końcówek ZACISKOWYCH oraz jednego 24-stykowego złącza 45°. Można zamówić opcjonalny moduł we/wy z dodatkowym złączem 16-stykowym 45°. Można zamówić maksymalnie dwa opcjonalne moduły we/wy z dodatkowym złączem 24-stykowym 45°.

W przypadku opcji końcówek OCZKOWYCH na gniazdach C oraz F dostępne jest złącze 24-stykowe.

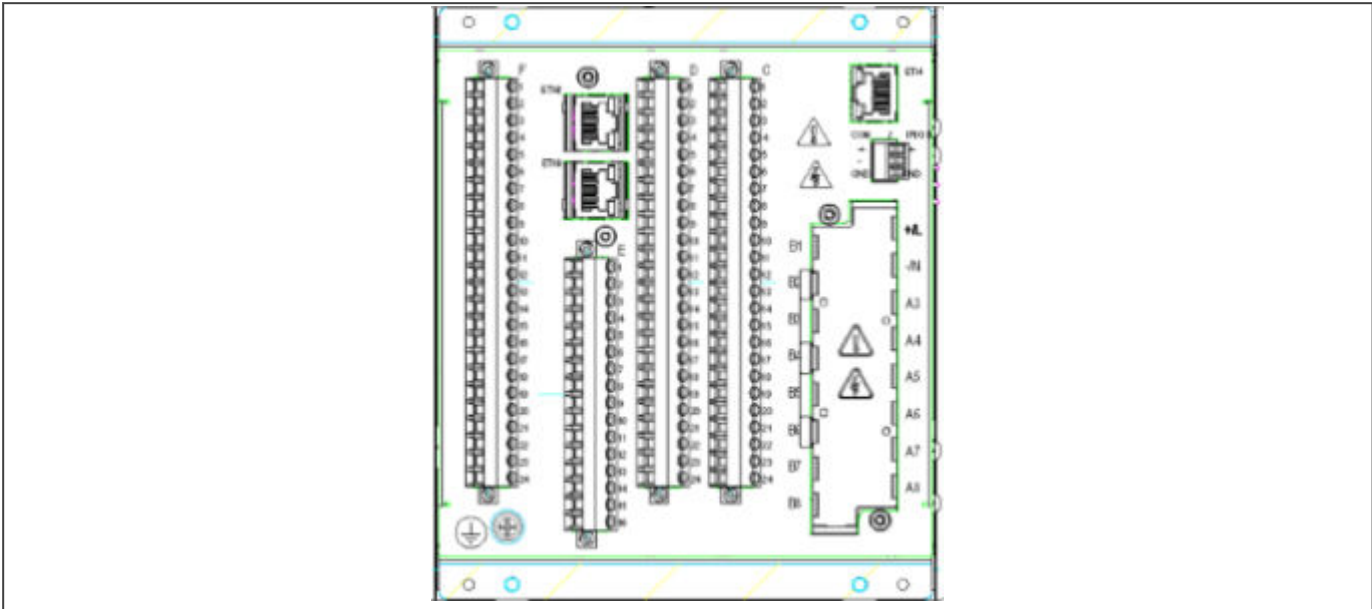


Figure 9: Panel tylny 30TE (końcówki ZACISKOWE)

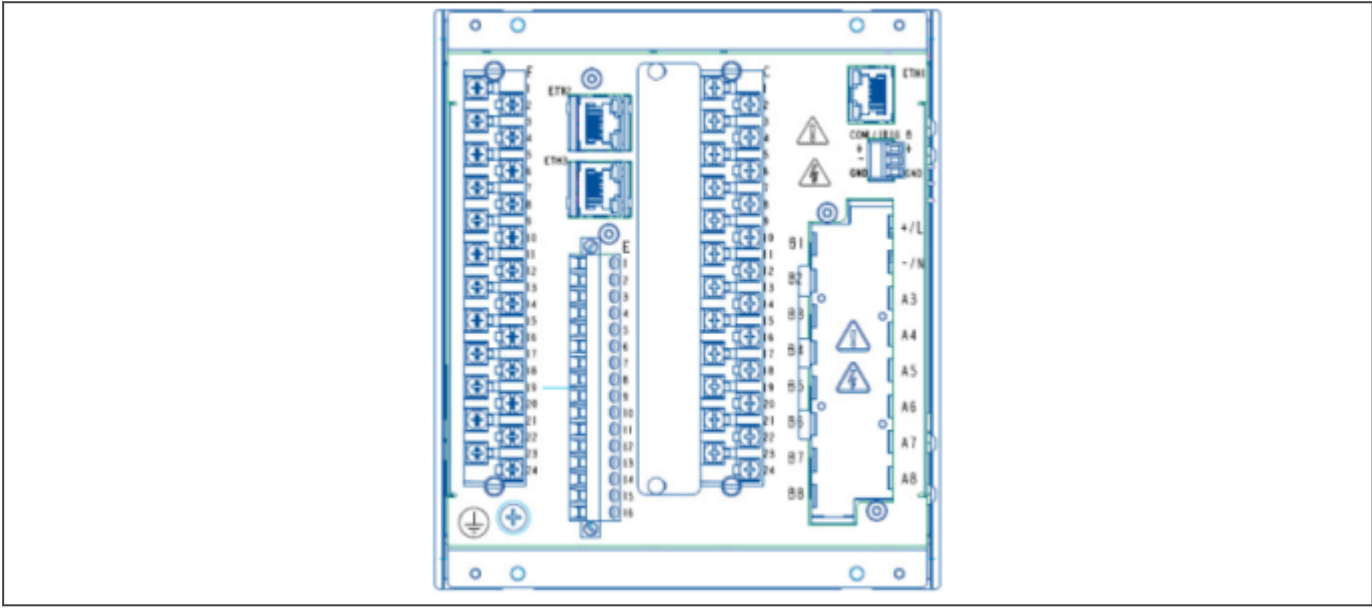


Figure 10: Panel tylny 30TE (końcówki hybrydowe ZACISKOWE + OCZKOWE)

3.3.4 POŁĄCZENIA ZACISKOWE

3.3.4.1 OPCJE WE/WY (20TE)

Opcja we/wy Cortec	Opis
B	5 wejść (3 wejścia binarne + 2 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 7 wyjść do konfiguracji + 1 zestyk alarmowy (błąd krytyczny)
C	8 wejść (6 wejścia binarne + 2 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 5 wyjść do konfiguracji + 1 zestyk alarmowy (błąd krytyczny)
D	11 wejść (9 wejścia binarne + 2 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 11 wyjść do konfiguracji + 1 zestyk alarmowy (błąd krytyczny)

Opcja we/wy Cortec	Opis
E	14 wejść (12 wejść binarnych + 2 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 9 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy

3.3.4.2 OPCJE WE/WY (30TE)

Opcja we/wy Cortec	Opis
D	11 wejść (9 wejść binarnych + 2 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 11 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy (20TE/30TED)
E	14 wejść (12 wejść binarnych + 2 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 9 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy (20TE/30TEE)
F, P (*1)	16 wejść (12 wejść binarnych + 4 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 11 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy (30TEF/30TEP (*1))
G, P (*2)	22 wejścia (18 wejść binarnych + 4 wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego) + 15 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy (30TEG/30TER (*2))
H	30 wejść (24 wejścia binarne + 6 wejść nadzoru obwodu wyzwalającego) + 21 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy (30TEH)
J	24 wejścia (18 wejść binarnych + 6 wejść nadzoru obwodu wyzwalającego) + 25 wyjść do konfiguracji + 1 zestaw alarmowy (30TEJ)

Uwaga:

Wszystkie opcje we/wy mają (co najmniej) dwa wejścia nadzoru obwodu wyzwalającego (TCS)

Uwaga:

Wszystkie opcje we/wy mają wyjściowy styk NC błędu krytycznego.

Uwaga:

Szczegółowe informacje dotyczące połączeń zaciskowych zawiera załącznik Schematy połączeń elektrycznych.

Uwaga:

Szczegółowe informacje dotyczące wyboru wejść i wyjść zawiera załącznik Opcje zamawiania.

Uwaga:

Szczegółowe informacje dotyczące płyty wejść/wyjść oraz konfiguracji ustawień zawiera załącznik Populacja we/wy – typ płyt (użycie i konfiguracja).

Uwaga:

(*1): Płyty we/wy F oraz P mają identyczną liczbę wejść i wyjść, ale płyta F korzysta z opcji końcówek zaciskowych, a płyta P – z opcji zacisków oczkowych.

Uwaga:

(*2): Płyty we/wy G oraz R mają identyczną liczbę wejść i wyjść, ale płyta G korzysta z opcji końcówek zaciskowych, a płyta R – z opcji zacisków (hybrydowych) oczkowy + zaciskowy.

3.4 PRZEDNI PANEL

Panel przedni urządzenia IED ma interfejs, który różni się w zależności od wybranej opcji Cortec (*). Dostępne funkcje obejmują wyświetlacz ciekłokrystaliczny (tekstowy lub graficzny (*)), wskaźniki LED stanu (stałe i programowalne (*)), klawiaturę z klawiszami sterującymi (*), funkcyjnymi (*), klawiszem Local/Remote (L/R) (*), klawiszami Open (O) / Close (I) (*) oraz port programowy USB.

Wyświetlacz i wskaźniki stanu automatycznie wyświetlają informacje o urządzeniu: Klawisze sterujące służą do wyboru odpowiedniego menu w celu wprowadzenia wartości zadanych lub wyświetlenia wartości pomiarowych. Klawisze funkcyjne można programować niestandardowo (*). Klawisz Local/Remote (L/R) służy do wyboru trybu lokalnego lub zdalnego (*). Klawisze otwierania/zamykania Open (O) / Close (I) (*) służą do sterowania wyłącznikiem z interfejsu HMI. Dostępny jest także port programowy USB do łączenia z komputerem.

3.4.1 PANEL PRZEDNI 20TE

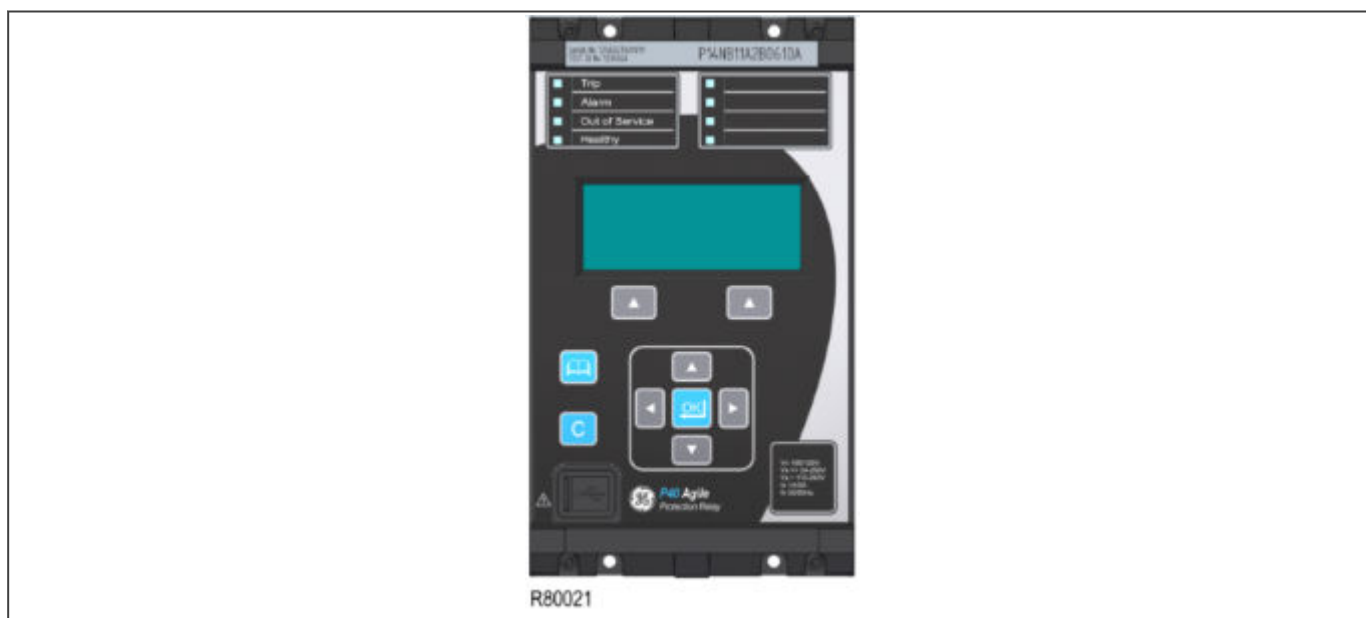


Figure 11: Panel przedni (20TE)

Rysunek przedstawia panel przedni wariantu 20TE.

Składa się z:

- wyświetlacza LCD (tekstowego) z 2 klawiszami nawigacyjnymi;
- klawiatury;
- Port USB
- 4 trójkolorowych diod LED o ustalonej funkcji.
- 4 programowalnych trójkolorowych diod LED

3.4.2 PANEL PRZEDNI 30TE

Panel przedni 30TE występuje w dwóch wersjach (IEC lub ANSI), przy czym oba są wyposażone w kolorowy wyświetlacz ciekłokrystaliczny, klawiaturę, klawisze funkcyjne, stałe i programowalne rozszerzone diody LED, klawisz trybu Local/Remote (L/R) oraz klawisze Open (O) / Close (I).

Można zamówić kolorowy graficzny wyświetlacz interfejsu HMI (w wersji ANSI oraz IEC) z dodaną funkcją sterowania polem dla wielu konfiguracji SLD lub bez tej funkcji. Szczegółowe wyjaśnienie można znaleźć w Cortec w Załączniku A Opcje zamawiania.

W zależności od wybranej opcji Cortec (IEC lub ANSI) na graficznym interfejsie HMI będą używane symbole IEC lub ANSI, a niektóre z nazw klawiszy sterujących i kolory mogą się różnić.

Funkcje klawiszy [Clear/Reset, Read/Home, Open (O) / Close (I)] pozostają takie same w obu wersjach (IEC/ANSI) poza nazwą lub kolorem. Różnią się jedynie nazwą, wyglądem i dotykiem.

3.4.2.1 PANEL PRZEDNI IEC 30TE



Figure 12: Panel przedni (wersja 30TE IEC)

Składa się z:

- Wyświetlacz LCD (graficzny) z symbolami IEC z 5 przyciskami kart
- Klawiatura z klawiszami Clear (C), Read, Enter oraz klawiszami wyboru Up/Down/Left/Right
- Port USB
- 4 trójkolorowych diod LED o ustalonej funkcji.
- 16 programowalnych trójkolorowych diod LED
- 6 programowalnych klawiszy funkcyjnych z przypisanymi do nich 6 programowalnymi trójkolorowymi diodami LED
- Klawisz Local/Remote (L/R) służy do wyboru trybu lokalnego/zdalnego
- Klawisze sterowania wyłącznikiem Open (O) / Close (I)

3.4.2.2 PANEL PRZEDNI ANSI 30TE



Figure 13: Panel przedni (wersja 30TE ANSI)

Składa się z:

- Wyświetlacz LCD (graficzny) z symbolami IEC z przyciskami kart
- Klawiatura z klawiszami Reset, Home, Enter oraz klawiszami wyboru góra/dół/lewo/prawo
- Port USB
- 4 trójkolorowych diod LED o ustalonej funkcji.
- 16 programowalnych trójkolorowych diod LED
- 6 programowalnych klawiszy funkcyjnych z przypisanymi do nich 6 programowalnymi trójkolorowymi diodami LED
- Klawisz Local/Remote (L/R) służy do wyboru trybu lokalnego/zdalnego
- Klawisze sterowania wyłącznikiem: otwieranie (zielony) / załączanie (czerwony)

3.4.3 KLAWIATURY;

Klawiatura może się różnić w zależności od wybranej opcji Cortec, 20TE lub 30TE IEC/30TE ANSI (Multilin Agile).

Nawigacja po menu 20TE i 30TE przy użyciu klawiatury jest różna, chociaż niektóre klawisze mogą pozostać identyczne (pod względem wyglądu, dotyku i funkcji), a inne mogą się różnić. 30TE ma więcej klawiszy oraz wyświetlacz graficzny zapewniający dostęp do różnych menu urządzenia IED, klawisze sterowania wyłącznikiem, klawisz wyboru trybu Local/Remote, schematy jednokreskowe (SLD). Cała nawigacja 20TE opiera się na klawiaturze i wyświetlaczu tekstowym, w tym sterowaniu wyłącznikiem do pełnej nawigacji.

W przypadku 30TE funkcje klawiszy [Clear/Reset, Read/Home, Open (O) / Close (I)] pozostają takie same w obu wersjach (IEC/ANSI) poza nazwą lub kolorem.

3.4.3.1 FUNKCJE KLAWISZA CLEAR/RESET (WYCZYŚĆ/RESETOUJ)

Począwszy od wersji 8A urządzenia IED Multilin Agile (20TE i 30TE) zapewniają możliwość wyboru podstawowej funkcji **klawisza Clear/Reset** (czyszczenie lub resetowanie).

Ustawienie **klawisza Clear/Reset** na ścieżce **SETPPOINTS\DEVICE\INSTALLATION** definiuje podstawową funkcję tego klawisza oraz zachowanie klawiszy Read/Home z panelu przedniego.

Pierwotna funkcja klawisza będzie powiązana z krótkim przyciśnięciem klawisza, a wtórna funkcja klawisza – z długim przyciśnięciem klawisza. Zmiana funkcji **klawisza Clear/Reset** wpłynie na zachowanie **klawisza Read/Home**.

Kiedy ustawienie **klawisza Clear/Reset** jest skonfigurowane jako Clear (Wyczyść):

- **Krótkie naciśnięcie** klawisza **Clear/Reset** spowoduje wydanie polecenia **Clear** (Wyczyść). Tylko w modelu 20TE – **krótkie naciśnięcie** może także posłużyć do **potwierdzenia ustawienia**.
- **Długie naciśnięcie** klawisza **Clear/Reset** spowoduje wydanie polecenia **Reset** (Resetuj).
- **Krótkie naciśnięcie** klawisza **Read/Home** wyświetli **Targets** (Cele) (gdy świeci dioda Alarm) oraz dane **Last Trip** (Ostatnie zwarcie) [gdy świeci dioda Trip (Wyzwolenie zabezpieczenia)] dla 20TE i przeprowadzi przez **Home Screens** (Ekran główny) 30TE.

Kiedy ustawienie **klawisza Clear/Reset** jest skonfigurowane jako Reset (Resetuj):

- **Krótkie naciśnięcie** klawisza **Clear/Reset** spowoduje wydanie polecenia **Reset** (Resetuj).
- **Krótkie naciśnięcie** klawisza **Read/Home** spowoduje wydanie polecenia **Clear** (Wyczyść). Tylko w modelu 20TE – **krótkie naciśnięcie** może także posłużyć do **potwierdzenia ustawienia**.
- **Długie naciśnięcie** klawisza **Read/Home** wyświetli **Targets** (Cele) (gdy świeci dioda Alarm) oraz dane **Last Trip** (Ostatnie zwarcie) [gdy świeci dioda Trip (Wyzwolenie zabezpieczenia)] dla 20TE i przeprowadzi przez **Home Screens** (Ekran główny) 30TE.

3.4.3.2 KLAWIATURA 20TE

Klawiatura 20TE zawiera następujące klawisze:

Typ klawisza	Opis klawisza	20TE
Klawisze nawigacyjne Standard Menu (menu standardowe)	Cztery klawisze ze strzałkami (góra, dół, lewo, prawo) do nawigowania po menu, do poruszania się po wartościach zadanych oraz wyboru wartości góra/dół/prawo/lewo (zorganizowane wokół klawisza Enter).	
Klawisz Enter	Klawisz Enter do wykonania wybranej opcji.	

Typ klawisza	Opis klawisza	20TE
Klawisz Clear/Reset (Wyczyść/resetuj)	06A i poprzednie wersje (*1) Klawisz Clear/Reset do kasowania ostatniego wykonania przez klawisz Enter (krótkie naciśnięcie). Krótkie naciśnięcie może również służyć do potwierdzenia ustawień. Jeżeli klawisz zostanie przytrzymany (długie naciśnięcie), wyda polecenie Reset (Resetuj).	
	08A i kolejne wersje (*2) Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Clear (Wyczyść): • Krótkie naciśnięcie klawisza Clear/Reset spowoduje wydanie polecenia Clear (Wyczyść). Krótkie naciśnięcie może także posłużyć do potwierdzenia ustawienia. • Długie naciśnięcie klawisza Clear/Reset spowoduje wydanie polecenia Reset (Resetuj). Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Reset (Resetuj): • Krótkie naciśnięcie klawisza Clear/Reset spowoduje wydanie polecenia Reset (Resetuj).	
Klawisz Read/Home	06A i poprzednie wersje (*1) Klawisz Read (Odczytaj) w celu dostępu do menu Targets (Cele), jeżeli świeci dioda Alarm, oraz w celu dostępu do danych Last Trip (Ostatnie wyzwolenie), jeżeli świeci dioda Trip (Wyzwolenie zabezpieczenia). (Klawisze ze strzałką służą teraz do przewijania). Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Clear (Wyczyść):	
	08A i kolejne wersje (*2) • Krótkie naciśnięcie klawisza Read/Home wyświetli Targets (Cele), jeżeli świeci dioda Alarm, oraz dane Last Trip (Ostatnie wyzwolenie), jeżeli świeci dioda Trip (Wyzwolenie zabezpieczenia) (klawisze strzałek służą teraz do przewijania). Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Reset (Resetuj): • Krótkie naciśnięcie klawisza Read/Home spowoduje wydanie polecenia Clear (Wyczyść). Krótkie naciśnięcie może także posłużyć do potwierdzenia ustawienia. • Długie naciśnięcie klawisza Read/Home wyświetli Targets (Cele), jeżeli świeci dioda Alarm, oraz dane Last Trip (Ostatnie zwarcie) jeżeli świeci dioda Trip (Wyzwolenie zabezpieczenia) (klawisze strzałek służą teraz do przewijania).	

Typ klawisza	Opis klawisza	20TE
Klawisze nawigacyjne szybkiego dostępu (bezpośrednio pod wyświetlaczem LCD)	Dwa klawisze nawigacyjne (pod wyświetlaczem LCD). Dwa klawisze szybkiego dostępu do polecenia Reset (Góra) oraz sterowania wyłącznikiem (Dół). Znajdują się one bezpośrednio pod wyświetlaczem LCD.	

Uwaga:

(*1) W przypadku wersji 06A i wcześniejszych: funkcja Wyczyść/Resetuj klawisza Clear/Reset jest stała i nie można jej konfigurować.

(*2) W przypadku wersji 08A i późniejszych: pierwotna funkcja klawisza Clear/Reset przy krótkim naciśnięciu (Wyczyść lub Resetuj) jest konfigurowalna przez ustawienie w ścieżce **Setpoints\Device\Installation\Clear/Reset Key**. Wybór ustawienia klawisza Clear/Reset wpływa na zachowanie po krótkim i długim naciśnięciu klawiszy Clear/Reset i Read/Home.

3.4.3.3 KLAWIATURA 30TE (WERSJE IEC, ANSI)

Klawiatura 30TE zawiera następujące klawisze:

Typ klawisza	Opis klawisza	30TE	
		IEC	ANSI
Klawisze nawigacyjne Standard Menu (menu standardowe)	Cztery klawisze ze strzałkami (góra, dół, lewo, prawo) do nawigowania po menu, poruszania się po wartościach zadanych oraz wybierania wartości góra/dół/prawo/lewo (zorganizowane wokół klawisza Enter).		
Klawisz Enter	Klawisz Enter do wykonania wybranej opcji.		
Klawisz Clear/Reset (Wyczyść/resetuj)	06A i poprzednie wersje (*1) Klawisz Clear/Reset do kasowania ostatniego wykonania przez klawisz Enter (krótkie naciśnięcie). Jeżeli klawisz zostanie przytrzymany (długie naciśnięcie), wyda polecenie Reset (Resetuj). Gdy jest zagnieżdżony w menu HMI, po krótkim naciśnięciu klawisz Clear/Reset spowoduje powrót do ostatnio wybranej strony głównej Home.		
	08A i kolejne wersje (*2) Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Clear (Wyczyść): Krótkie naciśnięcie klawisza Clear/Reset spowoduje wydanie polecenia Clear (Wyczyść). Długie naciśnięcie klawisza Clear/Reset spowoduje wydanie polecenia Reset (Resetuj). Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Reset (Resetuj): Krótkie naciśnięcie klawisza Clear/Reset spowoduje wydanie polecenia Reset (Resetuj).		

Typ klawisza	Opis klawisza	30TE	
		IEC	ANSI
Klawisz Read/Home	06A i poprzednie wersje (*1) Klawisz Read/Home do dostępu i nawigacji po maksymalnie 10 konfigurowalnych Home Screens (stronach głównych) (w ścieżce Setpoint\Device\Front Panel\Home Screens).		
	08A i kolejne wersje (*2) Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Clear (Wyczyść): • Krótkie naciśnięcie klawisza Read/Home przeprowadzi przez Home Screens (strony główne) (maksymalnie 10 stron głównych konfigurowalnych w ścieżce dostępowej Setpoint\Device\Front Panel\Home Screens). Kiedy ustawienie klawisza Clear/Reset jest skonfigurowane jako Reset (Resetuj): • Krótkie naciśnięcie klawisza Read/Home spowoduje wydanie polecenia Clear (Wyczyść). • Długie naciśnięcie klawisza Read/Home przeprowadzi przez Home Screens (strony główne) (maksymalnie 10 stron głównych konfigurowalnych na ścieżce dostępowej Setpoint\Device\Front Panel\Home Screens).		
Klawisze nawigacyjne szybkiego dostępu (bezpośrednio pod wyświetlaczem LCD)	5 klawiszy nawigacyjnych / przycisków kart LCD (pod wyświetlaczem LCD). 5 klawiszy szybkiego dostępu do menu do niektórych menu wyświetlanych na graficznym ekranie LCD. Może także służyć do wybierania wartości za pomocą opcji (<, >, v, ^ oraz select), gdy w niektórych menu może wyświetlić się klawiatura wirtualna. Znajdują się one bezpośrednio pod dwoma klawiszami szybkiego dostępu do polecenia Reset (góra) i sterowania wyłącznikiem (dół). Znajdują się one bezpośrednio pod wyświetlaczem LCD.		
Klawisze funkcyjne / przyciski programowalne	6 klawiszy funkcyjnych / przycisków programowalnych do wykonywania funkcji programowanych przez użytkownika, z odpowiadającymi im 6 programowalnymi trójkolorowymi diodami LED.		
Klawisz Local/Remote (L/R)	Klawisz Local/Remote (L/R) do wyboru trybu lokalnego/zdalnego.		

Typ klawisza	Opis klawisza	30TE			
		IEC		ANSI	
		Otwarty	Zamknac	Otwarty	Zamknac
Klawisze Open (O) / Close (I)	Klawisze Open (O) / Close (I) do sterowania wyłącznikiem.				

Uwaga:

(*1) W przypadku wersji 06A i wcześniejszych: funkcja Wyczyść/Resetuj klawisza Clear/Reset jest stała i nie można jej konfigurować.

(*2) W przypadku wersji 08A i późniejszych: pierwotna funkcja klawisza Clear/Reset przy krótkim naciśnięciu (Wyczyść lub Resetuj) jest konfigurowalna przez ustawienie w ścieżce **Setpoints\Device\Installation\Clear/Reset Key**. Wybór ustawienia klawisza Clear/Reset wpływa na zachowanie po krótkim i długim naciśnięciu klawiszy Clear/Reset i Read/Home.

3.4.3.4 WYŚWIETLACZ CIEKŁOKRYSTALICZNY

Obudowy 20TE i 30TE według opcji Cortec mają różne wyświetlacze LCD zapewniające różne możliwości; w 20TE jest to wyświetlacz tekstowy, a w 30TE (w obu wersjach, tj. IEC i ANSI) – kolorowy graficzny.

20TE to monochromatyczny wyświetlacz LCD wysokiej rozdzielczości z 16 znakami w 3 wierszach i regulowanym podświetleniem.

30TE to kolorowy wyświetlacz LCD (ciekłokrystaliczny) z aktywną matrycą TFT (Thin Film Transistor), który wykorzystuje amorficzny krzem TFT jako urządzenie odłączające. Moduł ten składa się z transmisyjnego ekranu TFT-LCD, obwodu sterownika i modułu podświetlenia. Rozdzielczość 4-calowego wyświetlacza LCD TFT wynosi 480 × 480 pikseli, co stanowi aktywny obszar wyświetlania: 70 mm (wys.) × 70 mm (pionowo).

Wersje IEC i ANSI 30TE są dostosowywane do indywidualnych potrzeb, aby wyświetlać symbole IEC lub ANSI dla konfiguracji schematu jednokreskowego (SLD). W zależności od wybranej opcji Cortec urządzenie IED będzie miało także możliwość wyświetlania jednego konfigurowalnego schematu jednokreskowego lub kilku (do 6) w opcji Bay Control (Sterowanie polem).

3.4.3.5 PORT USB

Zarówno w 20TE, jak i 30TE port USB jest umieszczony u dołu panelu przedniego. Różnice pomiędzy portem USB 20TE i 30TE USB obejmują:

- Umieszczenie: w lewym dolnym rogu w 20TE i w prawym dolnym rogu w 30TE
- Typ pokrywy: pokrywa przesuwana w przypadku 20TE i solidna pokrywa w 30TE, z zabezpieczeniem obudowy przed przedostaniem się pyłu i kapiącej wody (przód) o klasie ochrony IP52 dla 20TE oraz IP54 dla 30TE, zgodnie z normą IEC 60529:2013

Port USB służy do komunikacji z lokalnie podłączonym komputerem PC. Służy on do dwóch głównych celów:

- Do przesyłania informacji o ustawieniach między komputerem PC a urządzeniem
- Do pobierania aktualizacji oprogramowania układowego i edytowania tekstu menu

Port służy do tymczasowego podłączania podczas testów, instalacji i rozruchu. Nie jest on przeznaczony do ciągłej komunikacji SCADA. Ten port obsługuje wyłącznie protokół komunikacyjny MODBUS, który umożliwia komunikację z szeroką gamą sprzętu ochronnego oraz między urządzeniem a pakietem oprogramowania obsługowego opartego na systemie Windows.

Zespół można podłączyć do komputera PC za pomocą kabla USB o maksymalnej długości 5 m.

Licznik czasu bezczynności portu przedniego jest ustawiony na 15 minut. Pozwala on kontrolować czas, przez jaki zespół utrzymuje poziom dostępu chroniony hasłem na porcie przednim. Jeśli przez 15 minut na porcie przednim nie zostaną odebrane żadne komunikaty, każdy włączony poziom dostępu chroniony hasłem zostanie anulowany.

**Ostrzeżenie:**

Gdy port USB nie jest używany, należy zawsze zamknąć osłonę, aby ochronić go przed zabrudzeniem.

3.4.3.6 DIODY LED O USTALONEJ FUNKCJI

Cztery diody LED o przypisanym na stałe znaczeniu funkcyjnym znajdujące się po lewej stronie panelu przedniego wskazują wystąpienie następujących warunków:

- Dioda Trip (czerwona) (Wyzwolenia zabezpieczenia) może zostać wyzwolona po zadziałaniu elementów zabezpieczających, sterujących lub monitorujących z wybranymi funkcjami „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) lub „Latched Trip” (Zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia). Będzie to powiązane z operandem FlexOperand Any Trip (dowolne wyzwolenie zabezpieczenia). Ten wskaźnik zawsze się blokuje i należy zainicjować polecenie resetowania, aby umożliwić zresetowanie blokady.
- Dioda Alarm (pomarańczowa) miga, gdy urządzenie IED zarejestruje alarm, który może zostać wyzwolony po zadziałaniu elementów zabezpieczających, sterujących lub monitorujących z wybranymi funkcjami „Alarm” lub „Latched Alarm” (Alarm zablokowany) albo przez rekord zwarć, zdarzeń lub konserwacji. Będzie to powiązane z operandem FlexOperand Any Alarm (dowolny alarm). Ten wskaźnik blokuje się albo nie w zależności od wybranego ustawienia. Jeżeli jest zablokowany, należy zainicjować polecenie resetowania, aby umożliwić zresetowanie blokady. W przypadku alarmów niezablokowanych dioda LED miga do czasu ustąpienia warunków alarmu, a następnie się WYŁĄCZA. W przypadku alarmów zablokowanych dioda LED miga do czasu ustąpienia warunków alarmu, a następnie WŁĄCZA się na stałe. Po wyczyszczeniu alarmów dioda LED się WYŁĄCZA.
- Dioda zgłaszania stanu awarii (żółta) WŁĄCZA SIĘ, gdy funkcje IED nie są dostępne
- Dioda poprawnego działania (zielona) WŁĄCZA SIĘ, gdy urządzenie IED jest całkowicie sprawne, a więc powinna być WŁĄCZONA przez cały czas. WYŁĄCZA SIĘ, gdy autotest urządzenia wykaże jakikolwiek błąd programowy lub sprzętowy. Stan diody zgłaszania stanu awarii i poprawnego działania jest odzwierciedlony stanem zestyków alarmowych z tyłu jednostki

Uwaga:

Reset zablokowanych diod LED jest możliwy przez wydanie polecenia lub przez długie naciśnięcie klawisza **Clear/Reset**.

3.4.3.7 LEDY PROGRAMOWALNE

Urządzenie ma kilka programowalnych diod LED. Wszystkie programowalne diody LED na jednostce są trójkolorowe i można je skonfigurować na kolor RED (czerwony), ORANGE (pomarańczowy) lub GREEN (zielony).

W obudowie 20TE dostępne są cztery programowalne diody LED.

W obudowie 30TE dostępnych jest szesnaście programowalnych diod LED.

Wszystkie programowalne diody LED można konfigurować w menu **SETPOINTS\DEVICE\FRONT PANEL I\PROG.LED**.

Uwaga:

W przypadku 30TE jest jeszcze 6 diod LED (poza tymi 16 wymienionymi wcześniej), które także są programowalne i trójkolorowe, ale te diody LED są związane z klawiszami funkcyjnymi i zostaną omówione w części poświęconej klawiszom funkcyjnym.

Szablon diod LED i programowalnych klawiszy funkcyjnych (przycisków) można znaleźć na stronie internetowej rozwiązań GE Grid dla tego produktu. Etykiety diod LED są wprowadzane do panelu przedniego przez górną część urządzenia IED, w której umieszczone są diody LED. Etykiety programowalnych przycisków są wprowadzane od lewej strony urządzenia IED, w której umieszczone są przyciski.

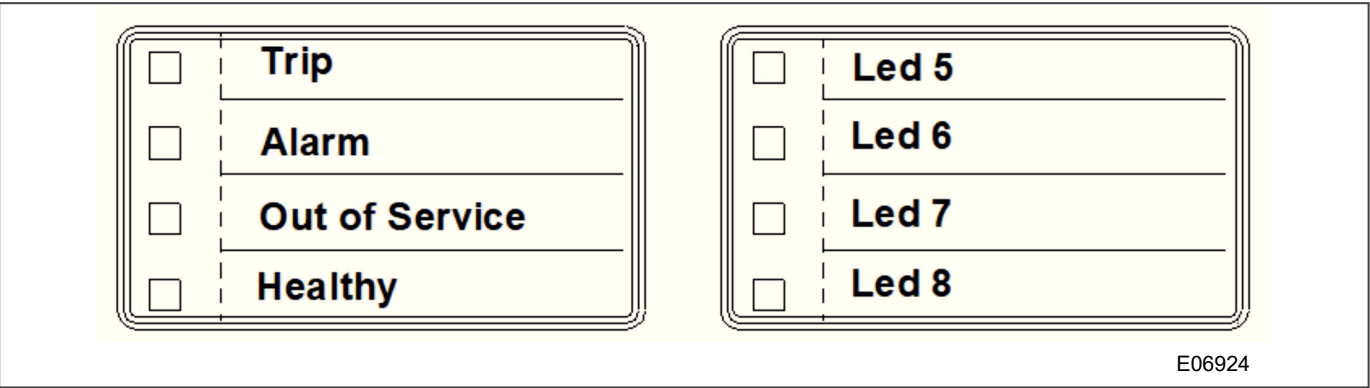


Figure 14: Numeracja diod LED w 20TE

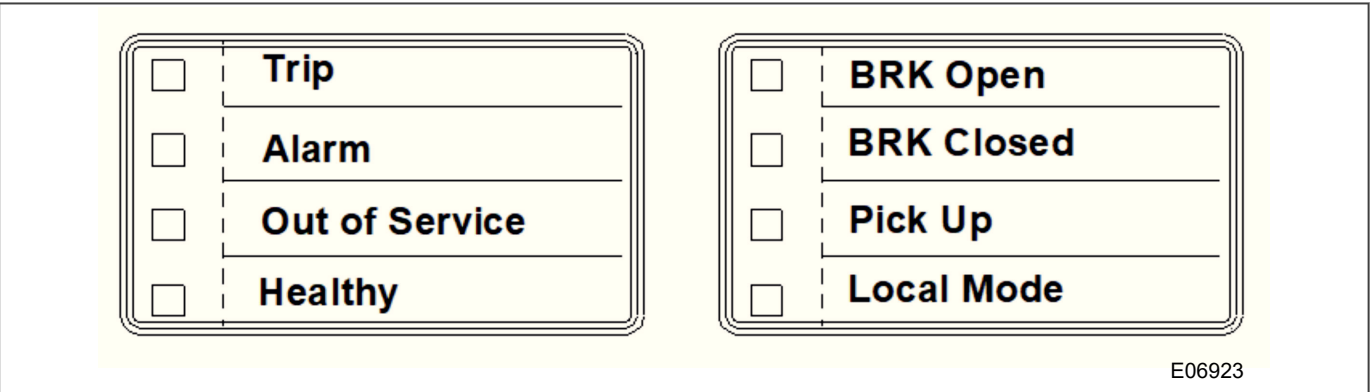


Figure 15: Typowy panel wskaźników LED w 20TE

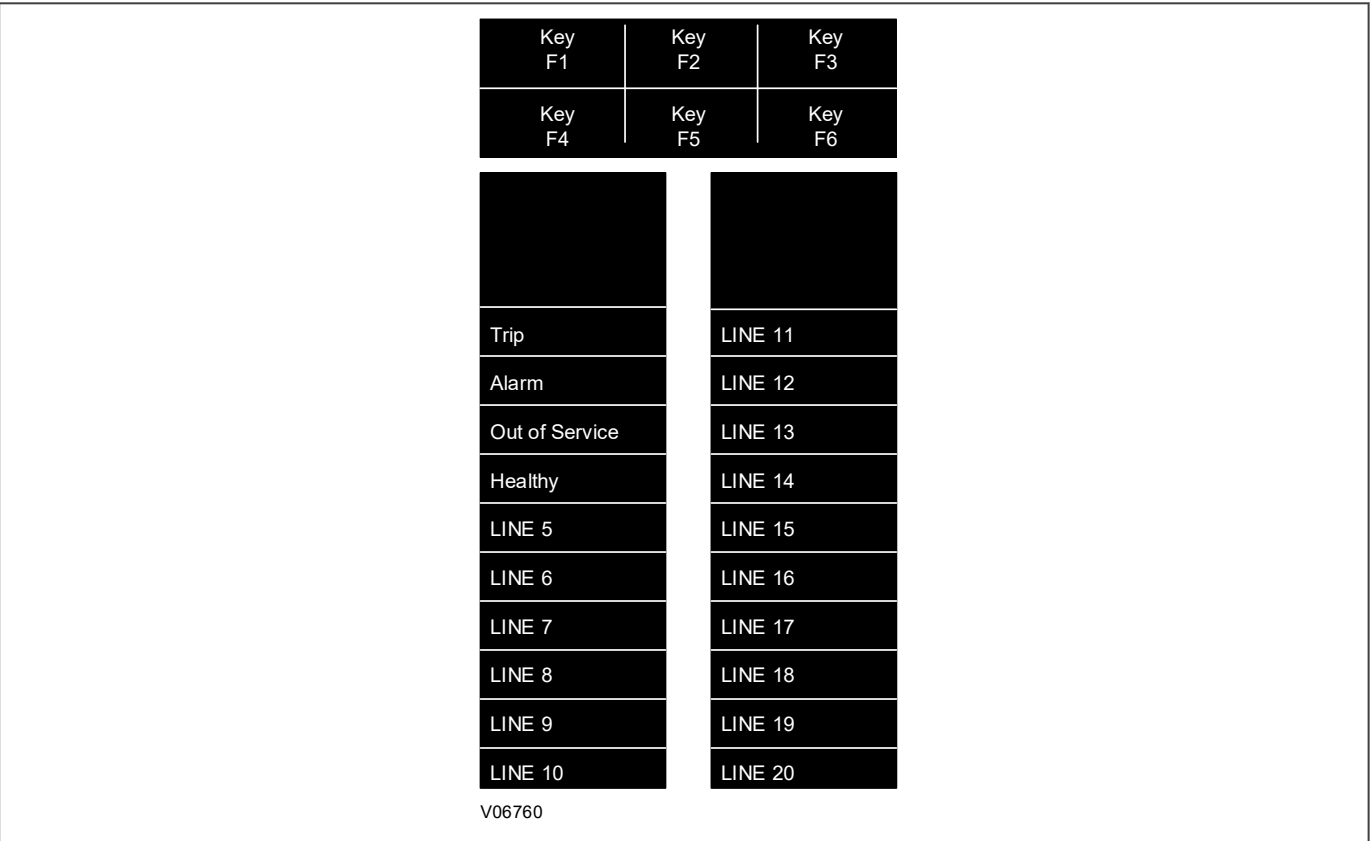


Figure 16: Typowy szablon panelu wskaźników LED w 30TE (programowalne diody LED i przyciski)

3.4.3.8 PROGRAMOWALNE KLAWISZE FUNKCYJNE / PRZYCISKI

Programowalne klawisze funkcyjne mogą w niektórych modelach realizować dowolnie wybrane funkcje.

Znajdują się przy nich programowalne diody trójkolorowe, które są zazwyczaj z nimi powiązane.

Jednostka 30TE jest wyposażona w sześć programowalnych klawiszy funkcyjnych z przypisanymi do nich sześcioma programowalnymi trójkolorowymi diodami LED.

Klawisze funkcyjne można programować w **SETPOINTS\DEVICE\FRONT PANEL\PROGRAMMABLE PB's**.

Programowalne diody LED klawiszy funkcyjnych można programować w **SETPOINTS\DEVICE\FRONT PANEL\PROG.LED** od diody LED 21 do LED 26.

3.4.3.9 KLAWISZ LOCAL/REMOTE

Klawisz Local/Remote (L/R) jest dostępny w określonych modelach.

30TE ma jeden klawisz Local/Remote (L/R) do wyboru trybu lokalnego/zdalnego.

3.4.3.10 KLAWISZE STERUJĄCE WYŁĄCZNIKA OPEN/CLOSE

Klawisze sterujące wyłącznika Open (O)/Close (I) są dostępne w niektórych modelach.

Wersja IEC 30TE ma dwa niebieskie klawisze Open (O)/Close (I).

Wersja ANSI 30TE ma jeden klawisz zielony do otwierania (O) oraz jeden czerwony do zamykania (I).

ROZDZIAŁ 4

STRUKTURA PROGRAMOWA

4.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W niniejszym rozdziale opisano strukturę programową urządzenia IED.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	50
Omówienie oprogramowania	51
Oprogramowanie poziomego systemowego	52
Oprogramowanie platformy	54
Funkcje zabezpieczająco-sterujące	55

4.2 OMÓWIENIE OPROGRAMOWANIA

Gamę produktów opartych na platformie Multilin Agile można koncepcyjnie podzielić na kilka następujących elementów:

- oprogramowanie na poziomie systemu,
- oprogramowanie na poziomie platformy,
- oprogramowanie zabezpieczające i sterujące.

Elementy te nie są rozróżniane przez użytkownika, a powyższego rozróżnienia dokonano jedynie w celu wyjaśnienia.

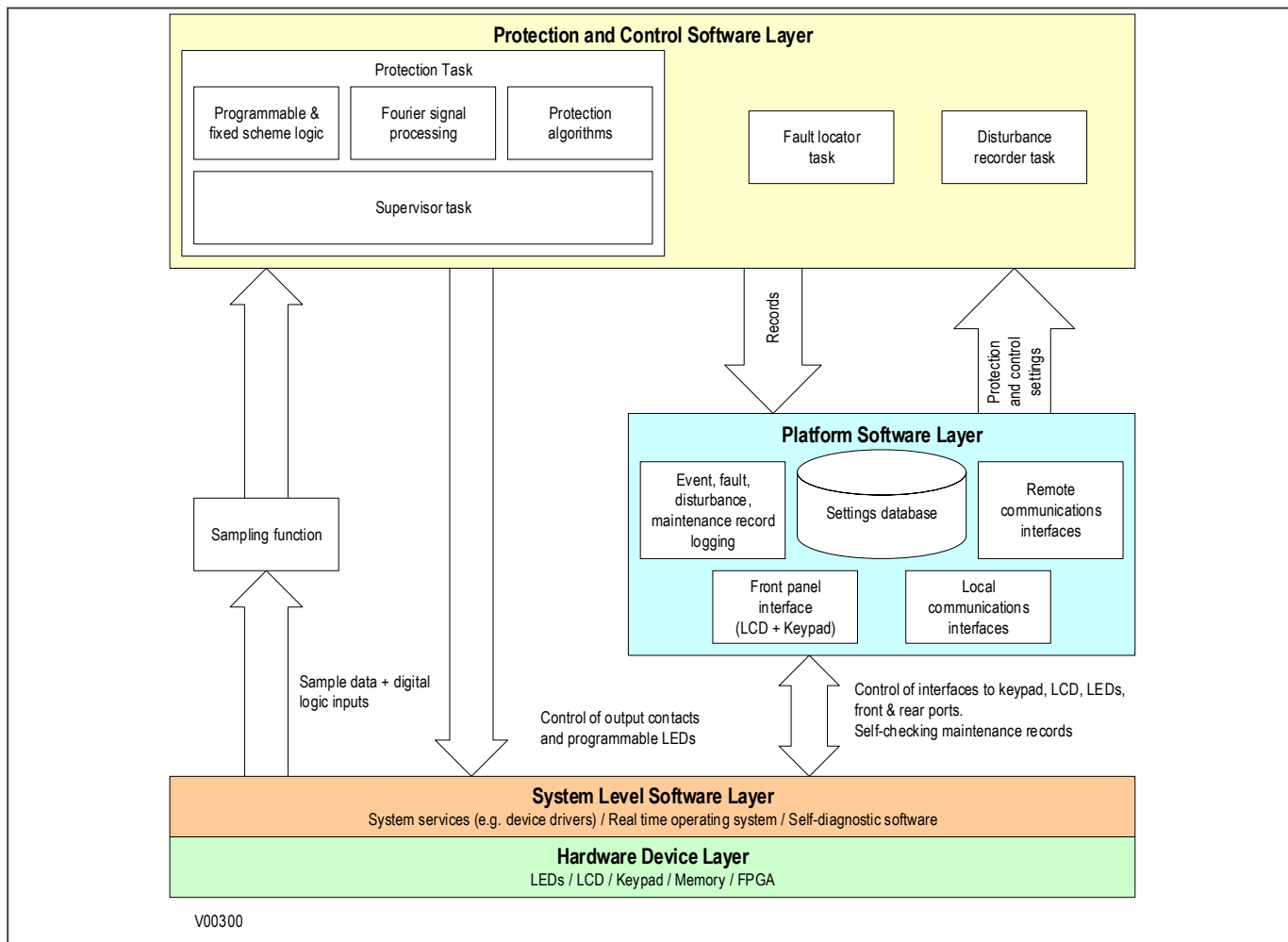


Figure 17: Struktura oprogramowania

Oprogramowanie można podzielić na kilka funkcji, jak zilustrowano powyżej. Każda z funkcji jest dodatkowo podzielona na kilka odrębnych zadań. Następnie zadania te są uruchamiane zgodnie z algorytmem szeregowania. Są one uruchamiane w stałym tempie bądź są uzależnione od zdarzeń. W zależności od potrzeb realizowana jest komunikacja pomiędzy zadaniami.

4.3 OPROGRAMOWANIE POZIOMU SYSTEMOWEGO

4.3.1 SYSTEM OPERACYJNY CZASU RZECZYWISTEGO

System operacyjny czasu rzeczywistego jest wykorzystywany do szeregowania procesu przetwarzania poszczególnych zadań. Dzięki temu są one przetwarzane w dostępnym czasie oraz zgodnie z pożądaną kolejnością priorytetów. System operacyjny odgrywa również rolę w kontrolowaniu komunikacji między zadaniami oprogramowania.

4.3.2 OPROGRAMOWANIE USŁUG SYSTEMOWYCH

Oprogramowanie usług systemowych zapewnia warstwę pomiędzy sprzętem urządzenia a funkcjonalnością wyższego poziomu oprogramowania platformy oraz oprogramowaniem zabezpieczająco-sterującym. Oprogramowanie usług systemowych zapewnia na przykład sterowniki do elementów takich jak wyświetlacz LCD, klawiatura czy porty zdalnej komunikacji. Kontroluje ono również procesy, takie jak uruchamianie procesora czy ładowanie przy rozruchu kodu procesora do pamięci RAM.

4.3.3 OPROGRAMOWANIE AUTODIAGNOSTYKI

Urządzenie ma kilka funkcji autodiagnostyki pozwalających sprawdzić działanie sprzętu oraz oprogramowania podczas eksploatacji. W razie problemu sprzętowego lub związanego z oprogramowaniem autodiagnostyka powinna to wykryć i zgłosić problem.

Jeżeli problem nie zostanie wykryty przez funkcje autodiagnostyki, urządzenie podejmie próbę zapisania rekordu, aby przekazać użytkownikowi informację dotyczącą charakteru zaistniałego problemu.

Autodiagnostyka jest realizowana w dwóch etapach: w pierwszej kolejności wraz z uruchomieniem przeprowadzany jest dokładny test diagnostyczny, a następnie przeprowadzany jest ciągły proces autodiagnostyki, który podczas pracy urządzenia kontroluje działanie kluczowych funkcji.

4.3.4 AUTODIAGNOSTYKA URUCHAMIANIA

Wykonanie autodiagnostyki, w trakcie której funkcje pomiaru, rejestracji, kontroli i zabezpieczenia są niedostępne trwa kilka sekund. Po pomyślnie przeprowadzonym uruchomieniu i autodiagnostyce, na przednim panelu urządzenia zapala się wskaźnik LED potwierdzający stan sprawności („health-state”). Jeżeli w trakcie testu uruchomieniowego wykryty zostanie problem, urządzenie jest wyłączane z eksploatacji do momentu ręcznego przywrócenia sprawności technicznej.

Operacje wykonywane podczas uruchamiania:

1. Rozruch systemu
2. Inicjalizacja oprogramowania systemowego
3. Inicjowanie i monitorowanie oprogramowania platformy

4.3.4.1 ROZRUCH SYSTEMU

Integralność pamięci flash jest weryfikowana za pomocą sumy kontrolnej, zanim kod programu i przechowywane dane przeznaczone do przetworzenia przez procesor zostaną załadowane do pamięci RAM. Po zakończeniu ładowania dane przechowywane w pamięci RAM zostają porównane z danymi przechowywanymi w pamięci flash w celu upewnienia się, że w przesyłanych danych nie wystąpiły błędy oraz że są one takie same. Następnie wywołany jest punkt wejścia kodu oprogramowania w pamięci RAM. Jest to kod inicjacji urządzenia IED.

4.3.4.2 INICJACJA OPROGRAMOWANIA NA POZIOMIE SYSTEMU

Proces inicjacji inicjuje rejestry i przerywania procesora, uruchamia czasowe zestyki alarmowe (wykorzystywane przez sprzęt do sprawdzenia, czy dane oprogramowanie jest wciąż uruchomione), uruchamia system operacyjny

czasu rzeczywistego oraz tworzy i uruchamia zadania nadzorcze. W trakcie procesu inicjacji urządzenie kontroluje następujące elementy:

- integralność pamięci nieulotnej, która służy do rejestrowania zdarzeń, zwarć i zakłóceń;
- działanie sterownika LCD;
- działanie zestyków alarmowych.

Z chwilą zakończenia inicjacji oprogramowania zadanie nadzorcze rozpoczyna proces uruchamiania oprogramowania platformy.

4.3.4.3 INICJOWANIE I MONITOROWANIE OPROGRAMOWANIA PLATFORMY

Podczas uruchamiania oprogramowania platformy urządzenie IED kontroluje następujące elementy:

- integralność danych przechowywanych w pamięci nieulotnej (przy użyciu sumy kontrolnej);
- działanie zegara czasu rzeczywistego;
- obecność i stan układu wejść;
- system akwizycji danych analogowych (poprzez próbkowanie napięcia odniesienia).

Po pomyślnym ukończeniu wszystkich wymienionych testów urządzenie jest wprowadzane do eksploatacji oraz uruchamiane jest oprogramowanie aplikacji.

4.3.5 CIĄGŁA AUTODIAGNOSTYKA

Gdy urządzenie IED pracuje, przeprowadza ciągłe kontrole działania wchodzących w jego skład najistotniejszych części i oprogramowania. Kontrola jest przeprowadzana przez oprogramowanie usług systemowych, a wyniki są przekazywane do oprogramowania platformy. Sprawdzane są następujące funkcje:

- Pamięć flash zawierająca cały kod programu oraz tekst języka są weryfikowane za pomocą sumy kontrolnej.
- Kod oraz dane stałe przechowywane w pamięci systemowej są kontrolowane pod kątem zgodności z odpowiednimi danymi w pamięci flash w celu sprawdzenia poprawności danych.
- Pamięć systemowa zawierająca wszystkie dane inne niż kod oraz dane stałe jest weryfikowana za pomocą sumy kontrolnej.
- Integralność danych we/wy sygnału cyfrowego pochodzących z izolowanych optycznie wejść oraz cewek wyjść przekaźnikowych jest kontrolowana przez funkcję akwizycji danych za każdym razem, gdy jest ona uruchamiana.
- Działanie systemu akwizycji danych analogowych jest w sposób ciągły sprawdzane przez funkcję akwizycji za każdym razem, gdy jest uruchamiana. Odbywa się to dzięki próbkowaniu napięć odniesienia.
- Działanie opcjonalnego układu ethernetowego jest sprawdzane przez oprogramowanie na głównej karcie procesora. Jeżeli układ ethernetowy nie odpowiada, aktywowany jest alarm i karta jest resetowana w celu podjęcia próby rozwiązania problemu.
- Działanie opcjonalnej funkcji IRIG-B jest sprawdzane przez oprogramowanie, które odczytuje czas i datę z układu.

W przypadku gdy w wyniku jednej z kontroli wykryty zostanie błąd w dowolnym podsystemie, powiadamiane jest oprogramowanie platformy i następuje próba zarejestrowania zapisów dotyczących konserwacji.

Jeżeli autodiagnostyka wykryje drobny błąd, urządzenie IED będzie dalej pracować, a przyczyna błędu zostanie wyświetlona w rejestrze IED oraz w menu Targets (Cele). Jeżeli zostanie wykryty poważny błąd, urządzenie wyłączy się na stałe z eksploatacji. W obu przypadkach dioda LED Alarm jest aktywna w czasie, gdy aktywny jest błąd autodiagnostyki. Wskazuje na to dioda LED stanu „Healthy” (poprawne działanie) z przodu urządzenia, która WYŁĄCZA się, a WŁĄCZA się zestyk alarmowy.

4.4 OPROGRAMOWANIE PLATFORMY

Oprogramowanie platformy pełni trzy główne funkcje:

- Kontroluje rejestrowanie rekordów generowanych przez oprogramowanie zabezpieczające, obejmujących zapisy dotyczące alarmów, zdarzeń, zwarć oraz konserwacji
- Zapisuje i utrzymuje bazę danych wszystkich ustawień w pamięci nieulotnej
- zapewnia wewnętrzny interfejs pomiędzy bazą danych ustawień i interfejsami użytkownika, za pośrednictwem interfejsu panelu przedniego oraz przednich i tylnych portów komunikacyjnych.

4.4.1 REJESTROWANIE REKORDÓW

Funkcja rejestrowania jest wykorzystywana do zapisywania wszystkich alarmów, zdarzeń, zwarć i konserwacji. Rekordy przechowywane są w nieulotnej pamięci w celu rejestracji tego, co się wydarzyło. Urządzenie IED utrzymuje cztery rodzaje dzienników, stosując zasadę FIFO (pierwszy na wejściu – pierwszy na wyjściu). Oto one:

- Cele
- Zapisy zdarzeń
- Rejestr zakłóceń
- Rejestrator danych
- Rejestr zwarć
- Rejestr stanu wyłącznika
- Rejestr licznika cyfrowego
- Rejestr konserwacji

Dzienniki są prowadzone w taki sposób, że najstarszy zapis jest zastępowany najnowszym. Funkcja rejestrowania może być inicjowana przez oprogramowanie zabezpieczające. Oprogramowanie platformy odpowiada również za rejestrowanie zapisów z konserwacji w przypadku awarii urządzenia IED. Obejmuje to także błędy wykryte przez samo oprogramowanie platformy lub błędy wykryte przez usługi systemowe albo funkcję oprogramowania zabezpieczającego. Więcej informacji na temat rejestracji rekordów zamieszczono w rozdziale „Monitorowanie oraz sterowanie”.

4.4.2 BAZA DANYCH USTAWIENÍ

Baza danych ustawień zawiera wszystkie ustawienia i dane, które są przechowywane w pamięci nieulotnej. Oprogramowanie platformy zarządza bazą danych ustawień i sprawia, że w danym momencie tylko jeden interfejs użytkownika może modyfikować ustawienia. Jest to konieczne ograniczenie pozwalające uniknąć konfliktów pomiędzy różnymi częściami oprogramowania w trakcie zmiany ustawienia.

Zmiany ustawień zabezpieczeń oraz ustawień rejestratora zakłóceń są w pierwszej kolejności zapisywane w tymczasowej lokalizacji w pamięci SRAM. Jest ona nazywana czasami pamięcią podręczną. Ustawienia te nie są natychmiast zapisywane w pamięci nieulotnej. Jest to spowodowane tym, iż partia takich zmian nie powinna być aktywowana jedna po drugiej, lecz jako część kompletnego schematu. Po zapisaniu kompletnego schematu w pamięci SRAM partia ustawień może być przekazana do pamięci nieulotnej, gdzie zostanie uaktywniona.

4.4.3 INTERFEJSY

Baza danych ustawień i pomiarów musi być dostępna na wszystkich interfejsach, aby umożliwić operacje odczytu i modyfikacji. Oprogramowanie platformy przedstawia dane w odpowiednim formacie dla każdego z interfejsów (wyświetlacz LCD, klawiatura oraz wszystkie interfejsy komunikacyjne).

4.5 FUNKCJE ZABEZPIECZAJĄCO-STERUJĄCE

Oprogramowanie zabezpieczająco-sterujące przetwarza dane ze wszystkich członów zabezpieczających oraz funkcji pomiarowych. W tym celu, musi się ono komunikować z oprogramowaniem usług systemowych, oprogramowaniem platformy jak również organizować swoje własne operacje.

Oprogramowanie zadań zabezpieczających ma najwyższy priorytet spośród wszystkich zadań programowych realizowanych za pomocą płytki procesora głównego. Takie rozwiązanie zapewnia najszybszą możliwą reakcję zabezpieczenia.

Oprogramowanie zabezpieczająco-sterujące realizuje zadanie nadzorcze, którego celem jest kontrolowanie uruchomienia zadania oraz pośredniczenie w wymianie komunikatów pomiędzy zadaniem i oprogramowaniem platformy.

4.5.1 AKWIZYCJA PRÓBEK

Po inicjacji zadanie zabezpieczająco-sterujące czeka, aż zostanie zgromadzona dostateczna liczba próbek do przetworzenia. Akwizycja próbek realizowana za pomocą płytki procesora głównego jest kontrolowana za pomocą „funkcji próbkowania”, która jest wywoływana przez oprogramowanie usług systemowych.

Częstotliwość próbkowania jest dostosowana do częstotliwości systemu zasilania elektrycznego, aby zapewnić stałą częstotliwość akwizycji próbek wynoszącą 64 próbki na cykl.

Funkcja próbkowania czeka na odbiór 8 kolejnych próbek, oblicza wartość DFT lub RMS ostatnich 64 próbek – 8 kolejnych bloków po 8 próbek każdy – i zgłasza przerwanie do reszty systemu, wskazując, że uzyskano nowy pomiar. W ten sposób częstotliwość próbkowania systemu zabezpieczenia jest wykonywana 8 razy na cykl zasilania elektrycznego.

4.5.2 ŚLEDZENIE CZĘSTOTLIWOŚCI

Urządzenie zapewnia algorytm śledzenia częstotliwości, dzięki czemu w jednym cyklu zawsze znajdują się 64 próbki, niezależnie od dryfu częstotliwości w określonym zakresie częstotliwości (patrz specyfikacje techniczne). Jeżeli częstotliwość znajdzie się poza tym zakresem, częstotliwość próbkowania powróci do wartości domyślnej wynoszącej 3200 próbek przy 50 Hz lub 3840 próbek przy 60 Hz.

Pomiar częstotliwości odbywa się przez pomiar czasu między przejściami przez zero sygnału złożonego napięć szyny trójfazowej. Sygnały są przepuszczane przez filtr dolnoprzepustowy, aby zapobiegać fałszywym przejściom przez zero.

Śledzenie częstotliwości wykorzystuje zmierzoną częstotliwość do ustawiania częstotliwości próbkowania napięcia, co skutkuje większą dokładnością algorytmu dyskretnej transformaty Fouriera (ang. Discrete Fourier Transform, DFT) w przypadku wyłączonych częstotliwości znamionowych. Śledzenie częstotliwości jest automatycznie przełączane ze źródła głównego na źródło o niskim priorytecie przez algorytm, jeśli częstotliwość wykryta na wejściu źródła głównego lub o wysokim priorytecie zostanie uznana za niepoprawną. Jeśli sygnał o stabilnej częstotliwości nie jest dostępny ze wszystkich źródeł, częstotliwość śledzenia jest domyślnie ustawiana na nominalną częstotliwość systemu.

Tabela poniżej przedstawia źródła z priorytetem od wysokiego do niskiego w zależności od typu modelu przekątnika:

Priorytet	P14D	P14N	P94V
1.	3przekładnik napięciowy	Przekładnik prądowy	3przekładnik napięciowy
2.	Przekładnik prądowy	Brak	Vx
3.	Vx	Brak	Brak

Minimalne napięcie/prąd potrzebne do obliczenia częstotliwości wynosi 6% Vn/In. Częstotliwość jest ograniczona do zakresu od 15 Hz do 70 Hz.

4.5.3 PRZETWARZANIE SYGNAŁÓW FOURIERA

Gdy zadanie zabezpieczająco-sterujące jest ponownie uruchamiane przez funkcję próbkowania, oblicza ono składowe Fouriera dla sygnałów analogowych. Chociaż niektóre algorytmy zabezpieczenia wykorzystują niektóre harmoniczne wyznaczone na podstawie transformaty Fouriera (np. drugą harmoniczną dla magnesującego prądu rozruchowego), większość funkcji zabezpieczających bazuje na składowych podstawowych wyznaczonych na podstawie transformaty Fouriera z mierzonych sygnałów analogowych. Składowe Fouriera sygnałów wejściowych prądu i napięcia są przechowywane w pamięci, aby miał do nich dostęp każdy z algorytmów elementów zabezpieczeń.

Składowe Fouriera zostały obliczone z wykorzystaniem algorytmu Fouriera do pojedynczego cyklu. Algorytm Fouriera zawsze wykorzystuje ostatnie 64 próbki.

Większość algorytmów zabezpieczenia wykorzystuje składową podstawową. W takim przypadku algorytm Fouriera wyodrębnia składową podstawową częstotliwości zasilania z sygnału i uzyskuje amplitudę oraz kąt fazowy. Można to przedstawić w formacie biegunowym albo prostokątnym w zależności od funkcji i algorytmów.

Funkcja Fouriera stanowi filtr z zerowym wzmocnieniem na DC oraz wzmocnieniem równym jedności na składowej podstawowej, lecz z dobrym odrzucaniem harmonicznym w przypadku wszystkich częstotliwości harmonicznymi aż do częstotliwości Nyquista. Częstotliwości poza częstotliwością Nyquista nazywa się częstotliwościami utożsamieniowymi, które są wprowadzane, gdy częstotliwość próbkowania jest mniejsza od dwukrotności próbkowanej składowej częstotliwości. Jednak częstotliwości utożsamieniowe są znacząco tłumione przez filtr przeciwutożsamieniowy (filtr dolnoprzepustowy), który oddziałuje na sygnały analogowe, zanim zostaną pobrane próbki. Idealny punkt odcięcia dolnoprzepustowego filtra przeciwutożsamieniowego byłby ustawiony na:

$$(\text{próbki na cykl}) \times (\text{częstotliwość podstawowa})/2$$

Na poziomie 64 próbek w jednym cyklu punkt ten miałby wartość znamionową równą 1600 Hz w przypadku systemu 50 Hz oraz 1920 Hz w przypadku systemu 60 Hz.

4.5.4 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC

Celem edytora równań FlexLogic (Flexlogic Equation Editor & Logic Designer) jest umożliwienie użytkownikowi konfigurowania własnych schematów dopasowanych do konkretnych zastosowań. Do tego celu służą programowalne bramki logiczne i timery opóźnienia.

Dane wejściowe do edytora równań FlexLogic to dowolne połączenie stanu cyfrowych sygnałów wejściowych z izolatorów optycznych na układzie wejść, wejścia wirtualne, wyjścia wirtualne, przekaźniki wyjściowe, wejścia zdalne, zdalne sygnały GOOSE, zdalne wejścia DPS, wyjścia elementów zabezpieczających, takie jak uruchomienia oraz wyzwolenia zabezpieczeń. Edytor równań FlexLogic składa się z bramek logicznych oprogramowania i timerów. Bramki logiczne można zaprogramować do wykonywania wielu różnych funkcji logicznych i mogą one przyjąć dowolną liczbę wejść. Timery stosuje się do tworzenia programowalnego opóźnienia i/lub ustalania wyjść logicznych, na przykład do tworzenia impulsu o określonym czasie trwania na wyjściu bez względu na długość impulsu na wejściu. Wyjścia edytora równań FlexLogic można przypisać do diod LED lub klawiszy funkcyjnych (w przypadku 30TE) na panelu przednim urządzenia IED oraz zestyków wyjść przekaźnikowych z tyłu urządzenia.

Edytor równań FlexLogic można konfigurować do tworzenia złożonych schematów. Z tego względu projekt edytora równań FlexLogic osiąga się poprzez rozwiązanie Flexlogic Equation Editor & Logic Designer. Jest on dostępny w ramach oprogramowania EnerVista Configuration.

Uwaga:

Edytor równań FlexLogic (Flexlogic Equation Editor & Logic Designer) jest dostępny tylko w trybie offline. Po skonfigurowaniu logiki w trybie offline można ją przesłać do urządzenia IED.

4.5.5 REJESTRACJA ZDARZEŃ

Zmiana dowolnego cyfrowego sygnału wejściowego lub wyjściowego sygnału elementu zabezpieczającego jest wykorzystywana do wskazania, że nastąpiło zdarzenie. W takiej sytuacji zadanie zabezpieczająco-sterujące przesyła komunikat do zadania nadzorczego wskazujący, że zdarzenie jest gotowe do przetworzenia, i zapisuje dane zdarzenia w szybkim buforze, który jest kontrolowany przez zadanie nadzoru. Gdy zadanie nadzoru otrzyma zapis zdarzenia, daje sygnał oprogramowaniu platformy do stworzenia odpowiedniego dziennika w pamięci nieulotnej (pamięci flash). Działanie rejestrowania zapisów do pamięci RAM jest wolniejsze od bufora nadzoru. Oznacza to, że oprogramowanie zabezpieczenia nie jest opóźnione przez oczekiwanie na zarejestrowanie rekordów przez oprogramowanie platformy. Jednak w rzadkich przypadkach, gdy w krótkim przedziale czasu utworzona zostaje duża liczba rekordów do zarejestrowania, istnieje możliwość, że niektóre z nich zostaną utracone.

Rejestr konserwacji powstaje w podobny sposób, gdy zadanie nadzorcze instruuje oprogramowanie platformy, aby zarejestrowało rekord, gdy otrzyma komunikat o rekordzie konserwacji. Istnieje jednak możliwość, że rekord konserwacji zostanie wyzwolony przez krytyczny błąd występujący w urządzeniu, a wtedy, w zależności od charakteru problemu, skuteczne zapisanie rekordu konserwacji może być niemożliwe.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitoring i sterowanie.

4.5.6 REJESTRATOR ZAKŁÓCEŃ

Rejestrator zakłóceń może rejestrować przebiegi skalibrowanych kanałów analogowych oraz wartości sygnałów cyfrowych. Liczba rekordów (maksymalnie 16) jest wybierana przez użytkownika, a maksymalna długość jednego rekordu przy 8 próbkach na cykl wynosi około 4895,125 cyklu. Rejestrator zakłóceń otrzymuje dane od zadania zabezpieczająco-sterującego raz w ciągu cyklu i porządkuje otrzymane dane w postaci rekordu zakłóceń o wymaganej długości. Rekordy zakłóceń można ekstrahować za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration lub systemu SCADA, które mogą również przechowywać dane w formacie COMTRADE, umożliwiając w ten sposób wykorzystanie innych pakietów do przeglądania zarejestrowanych danych.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitoring i sterowanie.

4.5.7 LOKALIZATOR ZWARĆ

Lokalizator zwarć wykorzystuje sygnały wejść analogowych do obliczania lokalizacji zwarcia. Wynik jest zwracany do zadania zabezpieczająco-sterującego, które dołącza go do rekordu zwarcia. W rekordzie tym zamieszczane są również wartości napięcia przedzwarciovego i pozwarciovego. Po utworzeniu rekordu zwarcia, łącznie z lokalizacją zwarcia, zadanie zabezpieczająco-sterujące wysyła komunikat do zadania nadzorczego, aby rejestrować rekord zwarcia.

ROZDZIAŁ 5

KONFIGURACJA

5.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W niniejszym rozdziale można znaleźć ogólne informacje na temat podręcznika technicznego oraz wprowadzenie do urządzeń opisanych w podręczniku technicznym.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	59
Oprogramowanie konfiguracyjne Urządzenie	60
System	63
	75

5.2 OPROGRAMOWANIE KONFIGURACYJNE

Do konfiguracji tego urządzenia potrzebne będzie oprogramowanie konfiguracyjne zwane oprogramowaniem EnerVista Configuration, które służy do konfiguracji urządzenia IED i zarządzania nim.

Mimo że wiele ustawień można zmieniać za pomocą panelu przedniego HMI, niektórych funkcji nie można skonfigurować bez oprogramowania konfiguracyjnego, np. edytora równań Flexlogic lub komunikacji IEC 61850.

Jeżeli użytkownik nie ma jeszcze oprogramowania konfiguracyjnego, może je uzyskać od firmy GE Vernova na stronie: www.gegridsolutions.com.

5.2.1 METODY WPROWADZANIA USTAWIEŃ

Przed oddaniem urządzenia IED do eksploatacji należy wprowadzić ustawienia definiujące charakterystykę systemu, wejścia, wyjścia IED oraz ustawienia zabezpieczeń przy użyciu jednej z wymienionych metod:

- Panel przedni – za pomocą klawiatury i wyświetlacza (do konfiguracji wszystkich ustawień poza edytorem równań Flexlogic oraz IEC61850).
- Przedni port USB – podłączony do przenośnego komputera z uruchomionym oprogramowaniem EnerVista Configuration (do konfiguracji wszystkich ustawień, w tym edytora równań FlexLogic oraz IEC61850).
- Tylne złącze Ethernet (porty miedziane lub światłowodowe) podłączone do przenośnego komputera z uruchomionym oprogramowaniem EnerVista Configuration (do konfiguracji wszystkich ustawień, w tym edytora równań FlexLogic oraz IEC61850).
- Tylne porty RS485 i system SCADA z uruchomionym oprogramowaniem napisanym przez użytkownika. (używane do konfiguracji wszystkich ustawień poza edytorem równań FlexLogic i IEC61850)

Do wprowadzania większości ustawień IED można użyć dowolnej z wymienionych metod. Preferowaną metodą wprowadzania ustawień jest komputer z oprogramowaniem EnerVista Configuration, ponieważ wpisy tworzy się znacznie łatwiej. Pliki można zapisywać i pobierać w celu szybkiego i bezbłędnego dokonania wpisu podczas pracy na komputerze. Urządzenie IED ma fabrycznie zaprogramowane ustawienia domyślne i to te wartości są pokazane na ilustracjach komunikatu dotyczącego ustawień.

Aby system działał poprawnie, jako minimum wymagane jest wprowadzenie ustawień **SETTINGS\SYSTEM**. Aby chronić przed instalacją urządzeń IED, których ustawienia nie zostały wprowadzone, wyświetlane jest ostrzeżenie autodiagnostyki „Out-of-service” (Stan awarii). Dodatkowo przekaźnik wyjściowy błędu krytycznego jest odłączony od zasilania, a dioda LED poprawnego działania jest WYŁĄCZONA (czerwona). Po zaprogramowaniu urządzenia IED do zamierzonego zastosowania ustawienie **SETTINGS\DEVICE\INSTALLATION\Device In Service** powinno się zmienić z „Not Ready” (Niegotowe) (wartość domyślna) na „Ready” (Gotowe) i powinna zapalić się dioda LED stanu (kolor zielony). Przed przełączeniem urządzenia IED w stan „Ready” (Gotowe) każde ustawienie musi zostać sprawdzone, aby zagwarantować, że do konfiguracji użyto poprawnych danych. Wartości należy wpisać na klawiaturze lub komputerze.

5.2.2 USTAWIENIA WSPÓLNE

Aby stosowanie tego urządzenia było możliwie jak najprostsze, w różnych funkcjach zawarto podobne metody działania i podobne typy ustawień. Zamiast powtarzać opisy operacji dla tej klasy ustawień w całej instrukcji, w tym przeglądzie przedstawiono ogólny opis. Szczegóły specyficzne dla określonej funkcji są uwzględniane w jej omówieniu. Formę i charakter tych ustawień opisano poniżej.

Function (Funkcja): ustawienie **Function** określa charakterystykę operacyjną każdej funkcji. Zakres tego ustawienia obejmuje: „Disabled” (Wył.), „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia), „Latched Trip” (Zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia), „Alarm”, „Latched Alarm” (Alarm zablokowany) oraz „Configurable” (Do konfiguracji).

Jeżeli w ustawieniu **Function** (Funkcja) zostanie wybrana opcja „Disabled” (Wył.), funkcja nie będzie działać.

Jeżeli w ustawieniu **Function** (Funkcja) zostanie wybrana opcja „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) lub „Latched Trip” (Zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia), funkcja będzie działać. Po wybraniu funkcji „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) lub „Latched Trip” (Zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia) i zadziałaniu tej funkcji zadziała

wyjście IED „Trip” i zaświeci się dioda „TRIP”. Diodę „TRIP” można zresetować poleceniem resetowania lub klawiszem „Clear/Reset”.

Jeżeli w ustawieniu **Function** (Funkcja) zostanie wybrana opcja „Alarm” lub „Latched Alarm” (Alarm zablokowany), funkcja będzie działać. Po wybraniu tej funkcji i jej zadziałaniu zapali się dioda „ALARM” i zadziała dowolne przypisane pomocnicze wyjście IED. Wyjście „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) IED nie działa, a dioda „TRIP” nie świeci.

Po wybraniu funkcji **Alarm** i jej zadziałaniu dioda „ALARM” będzie migać i samoczynnie się zresetuje, gdy warunki zadziałania zostaną wyeliminowane.

Po wybraniu funkcji **Latched Alarm** (Alarm zablokowany) i jej zadziałaniu dioda „ALARM” będzie migać podczas warunku zadziałania i będzie świecić światłem stałym, gdy warunki zadziałania zostaną wyeliminowane. Diodę „ALARM” można zresetować poleceniem resetowania lub klawiszem „Clear/Reset”.

Jeżeli w ustawieniu **Function** (Funkcja) zostanie wybrana opcja „Configurable” (Do konfiguracji), funkcja ta działa w pełni, ale wyjścia nie uruchamiają żadnego działania, takiego jak zadziałanie TRIP IED, diody Alarm ani innego. Użytkownik musi zaprogramować operandy z tego elementu do pożądanego działania, którym może być pomocnicze wyjście IED z listy dostępnych IED w samym elemencie, Flexlogic itd.

Uwaga:

Operandy FlexLogic generowane przez działanie każdej funkcji są aktywne i można je przypisać do wyjść lub użyć w równaniach FlexLogic w edytorze równań FlexLogic, niezależnie od wybranej funkcji, z wyjątkiem sytuacji, gdy funkcja jest ustawiona na „Disabled” (Wył.).

- **Current set/Voltage set** (Ustawienie prądu/ustawienie napięcia): to ustawienie powoduje wybór wartości progowej równej lub wyższej (w przypadku elementów znajdujących się powyżej) albo równej lub niższej (w przypadku elementów poniżej), po której osiągnięciu lub przekroczeniu zmierzony parametr wywołuje wyjście z elementu pomiarowego.
- **Time Delay** (Opóźnienie czasowe): to ustawienie powoduje wybranie stałego przedziału czasu opóźnienia pojawienia się sygnału wejściowego jako wyjściowego.
- **tRESET (Dropout delay)** (Opóźnienie rozłączania): to ustawienie powoduje wybranie stałego przedziału czasu opóźnienia rozłączania sygnału wyjściowego po jego wygenerowaniu.
- **Time Dial/TMS** (Wybieranie czasu / Ustawienie mnożnika czasu): to ustawienie umożliwia wybór mnożnika wybierania czasu, który modyfikuje czasy działania zgodnie z wybraną krzywą odwrotną. Jeśli na przykład wybrano krzywą ekstremalnie odwrotną IEEE z TDM=2, a prąd zwarcia jest 5 razy większy niż poziom PKP (pobudzenia), działanie elementu nie może nastąpić przed upływem czasu 2,59 s od pobudzenia.
- **Relay O/P X** (przełącznik O/P X): ustawienie **Relay O/P X** służy do wyboru urządzeń IED, które muszą pracować, gdy funkcja generuje wyjście. Zakres to dowolna kombinacja urządzeń IED z wyjściem pomocniczym. Litera „X” oznacza liczbę urządzeń IED z wyjściem pomocniczym zdefiniowaną w Cortec w odniesieniu do urządzeń IED.
- **Direction** (Kierunek): ustawienie **Direction** jest dostępne dla funkcji nadprądowych, które podlegają sterowaniu przez element kierunkowy. Zakres to: „Non-Directional” (Niekierunkowy), „Forward” (W przód) i „Reverse” (W tył). Przy ustawieniu „Non-Directional” (Niekierunkowy) element może pracować przy przepływie prądu w dowolnym kierunku. Nie ma nadzoru ze strony elementu kierunkowego. Przy ustawieniu „Forward” (w przód) element nadprądowy może działać, gdy element kierunkowy wykryje zwarcie w kierunku w przód. W tym trybie element nadprądowy nie działa w przypadku zwarcia w kierunku wstecznym. Przy ustawieniu „Reverse” (w tył) element nadprądowy może działać, gdy zwarcie zostanie wykryte w kierunku wstecznym, i nie działa w kierunku do przodu.
- **Reset Char** (Charakterystyka resetu): ustawienie to pozwala na wybór resetu chwilowego DT lub resetu czasowego (odwrotnego). W przypadku wybrania opcji resetu chwilowego (DT) element resetuje się natychmiast, gdy ilość spadnie poniżej wartości procentowej lub bezwzględnej poziomu pobudzenia (Start) odpowiadającego każdemu elementowi przed osiągnięciem czasu działania. Więcej informacji na temat poziomów rozłączeń każdego elementu można znaleźć w rozdziale Specyfikacja techniczna. W przypadku

wybrania opcji resetu czasowego (odwrotnego) czas do resetu jest obliczany na podstawie równania dla wybranej krzywej odwrotnej.

- **Inhibit** (Blokuj): ustawienie **Inhibit** powoduje wybranie argumentu operacji z listy operandów FlexLogic, który blokuje uruchomienie funkcji, gdy jest aktywny.

5.2.3 SKRÓTY OPISÓW USTAWIEŃ

Na stronach dotyczących ustawień używane są następujące skróty:

- A: ampery
- kA: kiloampery
- V: wolty
- kV: kilowolty
- kW: kilowaty
- kvar: kilowary
- kVA: kilowoltoampery
- AUX: pomocniczy
- COM, Comms: komunikacja
- Przekładnik prądowy: przekładnik prądowy
- GND: uziemienie
- Hz: herc
- MAX: maksimum
- MIN: minimum
- s: sekundy
- UV: podnapięciowy
- OV: przeciwprzepięciowy
- Przekładnik napięciowy: przekładnik napięciowy
- Ctrl: kontrola
- Hr oraz hr: godzina
- O/L: przeciążenie
- CT1 IN2: prąd obliczony EF2
- CT1 IN1: prąd zmierzony EF1
- ISEF: czuły prąd ziemnozwarciowy lub prąd SEF
- PTP: protokół precyzyjnej synchronizacji czasu
- PRP: protokół redundancji równoległej
- HSR: wysoka dostępność z bezproblemową redundancją
- LLA: funkcja ostrzeżenia o utracie łącza

5.3 URZĄDZENIE

Poniższy diagram jest przykładem nawigacji po ustawieniach urządzenia, więc może nie mieć zastosowania w całości do wszystkich urządzeń IED. Rzeczywiste dostępne opcje wyświetlania są uzależnione od wyboru konkretnego IED w arkuszu Cortec.

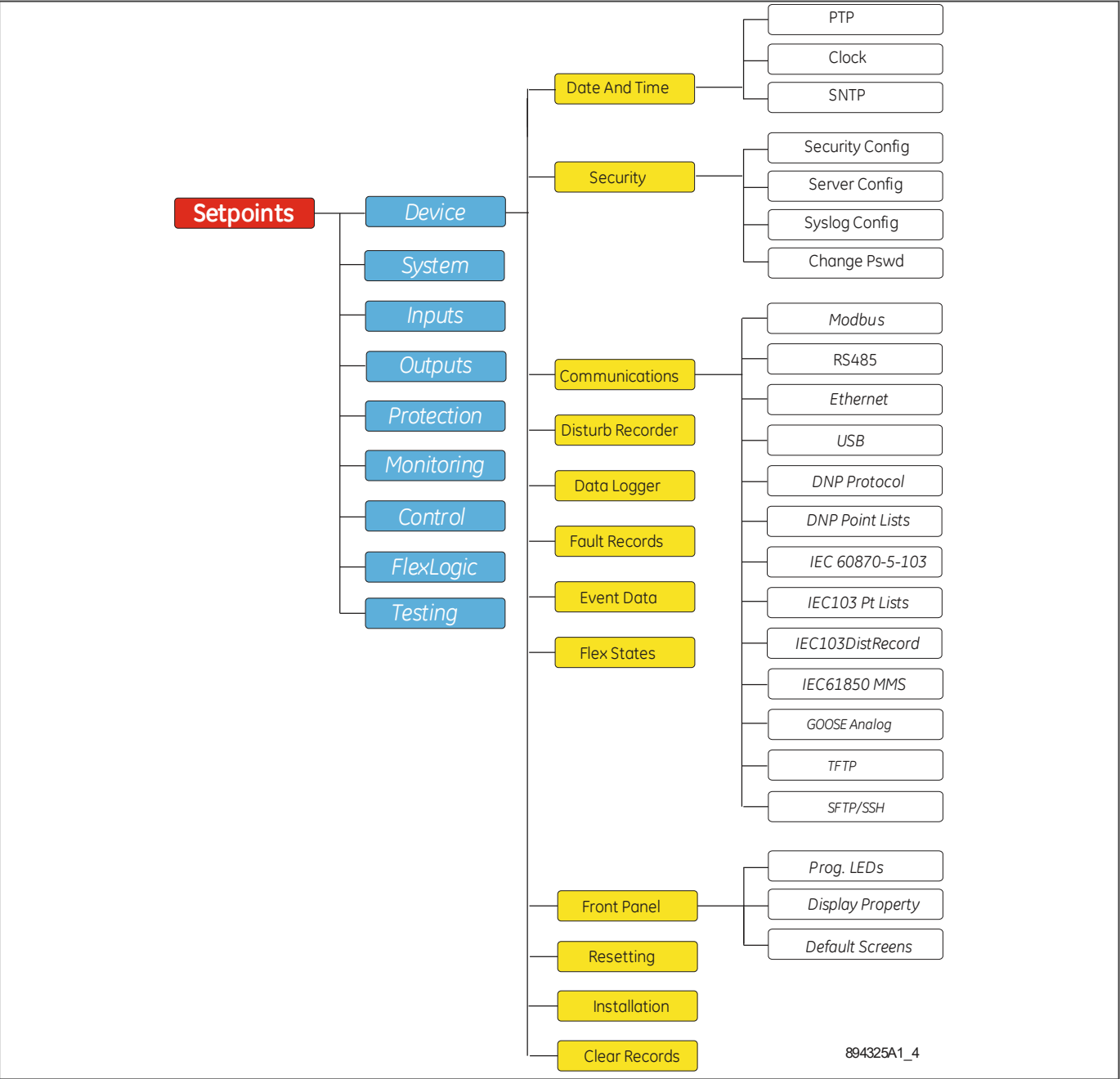


Figure 18: Hierarchia menu urządzenia

5.3.1 KONFIGURACJA DATY I GODZINY

Ustawienie daty i godziny jest zwykle aktualizowane automatycznie przez wybrany mechanizm synchronizacji czasu UTC (Universal Time Coordination), gdy urządzenie jest w użyciu. Datę i czas można także ustawiać ręcznie, korzystając z ustawienia **Clock** (Zegar) w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\DATE AND TIME**.

5.3.1.1 ZEGAR

Urządzenie Multilin Agile IED jest w stanie odbierać odniesienie czasowe z kilku źródeł czasu oprócz własnego wewnętrznego zegara w celu oznaczania czasu zdarzeń, rekordów zakłóceń i innych zdarzeń w IED. Dokładność sygnatury czasowej opiera się na odniesieniu czasowym, które jest używane. Jako potencjalne odniesienia czasowe urządzenie Multilin Agile IED obsługuje zegar wewnętrzny, SNTP, IRIG-B oraz PTP IEEE 1588.

Jeżeli dostępne są co najmniej dwa źródła czasu, używane jest to o wyższym priorytecie wskazanym w tabeli Źródła czasu, gdzie 1 oznacza najwyższy priorytet.

Uwaga:

Priorytet źródła czasu PTP i IRIG-B można stosować zamiennie. Jeśli zarówno PTP, jak i IRIG-B są dostępne dla Multilin Agile IED, domyślnie zegar Multilin Agile IED synchronizuje się z PTP przed IRIG-B. Jeżeli PTP jest niedostępny, IED synchronizuje zegar wewnętrzny z IRIG-B.

Tabela poniżej przedstawia priorytety poszczególnych źródeł czasu.

Źródło czasu	Priorytet
PTP (IEEE1588)	1*
IRIG-B	2*
SNTP	3
Zegar wewnętrzny	4

* Priorytety IRIG-B oraz PTP można zamieniać w ścieżce **SETTINGS\DEVICE\DATE AND TIME\CLOCK\SYNC SRC PRIO**, wybierając wartość ustawienia *PTP/IRIG B/OTHER* (PTP / IRIG B / inne).

Ścieżka: **SETTINGS\DEVICE\DATE AND TIME\CLOCK**

W ustawieniach zegara datę i godzinę można ustawić ręcznie lub zsynchronizować IED z zegarem komputera.

Zegar komputera (data i godzina na urządzeniu) oraz źródło synchronizacji RTC (dostępny typ synchronizacji) są dostępne w ścieżce **DEVICE STATUS\CLOCK**.

Uwaga:

Synchronizacja przez protokoły komunikacji IEC 60870-5-103, DNP3 Serial oraz DNP3oE, Modbus RTU oraz Modbus TCP itd. nie będzie akceptowana, jeżeli źródłem synchronizacji jest IRIG-B, SNTP lub PTP.

5.3.1.2 PROTOKÓŁ PTP

Urządzenie IED implementuje funkcję PTP niezależnie na każdym ze swoich portów Ethernet i automatycznie wybiera port z najlepszym czasem, korzystając z algorytmu najlepszego zegara nadrzędnego. W zależności od wyboru w Cortec urządzenie będzie miało tylko jeden port Ethernet (ETH1) lub trzy (ETH1 i ETH2, ETH3 w celu zapewnienia redundancji).

Ustawienia PTP można znaleźć w ścieżce: **SETPOINT\DEVICE\DATE AND TIME\PTP**.

Stan PTP można sprawdzić w ścieżce **DEVICE STATUS\PTP**.

5.3.1.3 IRIG-B

Wszystkie modele mają możliwość przyjęcia zdemodulowanego wejścia IRIG-B przez tylny port szeregowy 1 (COM1).

Aby ustawić urządzenie na korzystanie z IRIG-B, należy wybrać wartość **Enabled** (Wł.) dla IRIG-B w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\DATE AND TIME**.

Więcej informacji na ten temat można znaleźć w podrozdziale Demodulowany IRIG-B rozdziału Synchronizacja czasu w komunikacji.

5.3.1.4 PROTOKÓŁ SNTP

Prosty sieciowy protokół czasu SNTP (Simple Network Time Protocol) jest stosowany do synchronizacji zegarów systemów komputerowych pracujących w sieciach o zmiennym opóźnieniu transmisji danych, wykorzystujących przełączanie pakietów, takich jak sieci oparte na protokole IP.

Urządzenie jest synchronizowane przez główny serwer SNTP. Osiąga się to przez wprowadzenie adresu IP serwera SNTP do IED.

Ustawienia SNTP można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\DATE AND TIME\SNTP**.

Więcej informacji można sprawdzić w podrozdziale SNTP rozdziału Synchronizacja czasu w komunikacji.

5.3.2 ZABEZPIECZENIA

Dostępne są następujące funkcje bezpieczeństwa:

- Podstawowe bezpieczeństwo – funkcja podstawowego bezpieczeństwa obecna w domyślnej ofercie produktu.
- Zaawansowane cyberbezpieczeństwo – ta funkcja odnosi się do zaawansowanych opcji bezpieczeństwa dostępnych jako opcja oprogramowania. Po zakupie tej opcji zostaje ona automatycznie włączona, a podstawowe bezpieczeństwo zostaje wyłączone.

Ustawienia podstawowego i zaawansowanego cyberbezpieczeństwa można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\SECURITY**.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Cyberbezpieczeństwo.

5.3.3 KOMUNIKACJA

Ten produkt obsługuje komunikację z systemem automatyki podstacji (SAS) oraz systemem kontroli nadzorczej i akwizycji danych (SCADA).

Ustawienia komunikacji można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS**.

Więcej informacji zawiera rozdział Komunikacja.

5.3.4 REJESTRATOR ZAKŁÓCEŃ

Funkcja rejestratora zakłóceń pozwala na rejestrowanie przechwycenia przebiegu skalibrowanych kanałów analogowych wraz z wybranymi wartościami dla konfigurowalnych kanałów cyfrowych i analogowych dostępnych w urządzeniu. Rejestrator zakłóceń pozwala użytkownikowi na konfigurację do 64 kanałów cyfrowych oraz do 16 kanałów analogowych.

Ustawienia Rejestratora zakłóceń można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\DISTURB RECORDER**.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitorowanie i sterowanie.

5.3.5 REJESTRATOR DANYCH

Rejestrator danych pobiera próbki i rejestruje do 16 parametrów analogowych z częstotliwością określoną przez użytkownika. Wszystkie dane są zapisywane w pamięci nieulotnej, gdzie będą przechowywane w razie utraty zasilania sterującego przekaźnika.

Rejestrator danych można skonfigurować z kilkoma kanałami na długi przedział czasu lub z większą liczbą kanałów na krótszy przedział czasu. Urządzenie IED wykonuje automatyczny podział dostępnej pamięci na partycje z myślą o używanych kanałach.

Wybór częstotliwości zapisywania danych wpływa również na czas trwania zarejestrowanych danych. Rejestrator danych będzie miał dłuższy czas trwania w przypadku częstotliwości próbkowania przez dłuższy czas [np. „1 minute” (1 minuta), „30 minutes” (30 minut), „1 hour” (1 godzina) itd.] w porównaniu z częstotliwością próbkowania przez krótszy czas [np. „1 cycle” (1 cykl) lub „1 second” (1 sekunda)] itd.

Zarejestrowane dane można pobrać do oprogramowania EnerVista Configuration i wyświetlić.

Ustawienia rejestratora danych można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\DATA LOGGER**.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitorowanie i sterowanie.

5.3.6 REJESTR ZWARĆ

Urządzenie IED Multilin Agile obsługuje do 25 raportów zwarć i powiązany lokalizator zwarć przed nadpisaniem najstarszego wpisu. W tym menu ustawień można skonfigurować warunki wyzwolenia oraz charakterystykę linii zasilającej, a także analogowe ilości do zapisania.

Po włączeniu funkcja ta monitoruje wyzwolenie przedzwarciove. Dane przedzwarciove są przechowywane w pamięci w celu ewentualnego utworzenia raportu zwarć na zboczu narastającym wyzwacza przedzwarciovego. Element oczekuje na wyzwolenie zwarcia tak długo, jak długo wyzwacz przedzwarciovy jest aktywny, ale nie krócej niż przez 1 sekundę. Gdy dojdzie do wyzwolenia zwarcia, dane zwarcia zostają zapisane i zostaje utworzony kompletny raport. Jeżeli nie dojdzie do wyzwolenia zwarcia w ciągu 1 sekundy po rozłączeniu wyzwacza przedzwarciovego, element resetuje się i nie jest tworzony żaden rekord.

Programowany przez użytkownika raport zwarć zawiera nagłówek z następującymi informacjami:

- Model urządzenia IED
- Nazwa urządzenia
- Wersja oprogramowania układowego
- Data i godzina wyzwolenia
- Nazwa operandu wyzwolenia przedzwarciovego
- Nazwa operandu wyzwolenia zwarcia
- Grupa aktywnego ustawienia w czasie wyzwolenia przedzwarciovego
- Grupa aktywnego ustawienia w czasie wyzwolenia zwarcia

W dalszej części raportu zwarć zamieszczone są następujące informacje:

- Wszystkie fazory prądu i napięcia (cztery cykle po wyzwoleniu zwarcia)
- Wartości przedzwarciove dla wszystkich zaprogramowanych kanałów analogowych (jeden cykl przed wyzwoleniem przedzwarciowym)
- Wartości zwarcia wszystkich zaprogramowanych kanałów analogowych (jeden cykl po wyzwoleniu zwarcia)

Każdy raport zwarć jest tworzony jako plik tekstowy o rozszerzeniu flt, który można zwizualizować i udostępnić za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration. Nazwa pliku jest kolejno numerowana, aby wskazać, który plik jest starszy.

Zarejestrowane dane obejmują również typ zwarcia oraz odległość od miejsca zwarcia, a także numer samoczynnego ponownego załączania (jeżeli dotyczy).

Ustawienia rejestru zwarć można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\FAULT RECORDS**.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitorowanie i sterowanie.

5.3.7 EVENT DATA (DANE ZDARZEŃ)

Funkcja Event Data (Dane zdarzeń) zapisuje 64 konfigurowalne wartości analogowe za każdym razem, gdy dojdzie do jakiegoś zdarzenia. Urządzenie IED jest w stanie zarejestrować maksymalnie 2048 rekordów zdarzeń. Zachowanie funkcji Event Data (Dane zdarzeń) jest dostosowane do zachowania Rejestratora zdarzeń.

Tej funkcji nie można wyłączyć/włączyć. Jest zawsze włączona.

W przypadku dokonywania zmian w ustawieniach funkcji Event Data (Dane zdarzeń) dane zdarzeń zostają wyczyszczone, a plik tekstowy Snapshot.txt, w którym dane zdarzeń są zapisywane w urządzeniu IED, zostaje usunięty. Rekord zdarzenia pozostaje w obecnej formie i nie jest czyszczony.

Ustawienia rejestratora danych można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\EVENT DATA**.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitorowanie i sterowanie.

5.3.8 FLEX STATES (STANY FLEX)

Funkcja Flex States (Stany Flex) zapewnia mechanizm, w ramach którego dowolny z 256 wybranych stanów operandów FlexLogic lub dowolne dane wejściowe mogą zostać użyte do wydajnego monitorowania.

Funkcja ta pozwala na dostosowany przez użytkownika dostęp do stanów operandów FlexLogic w IED. Bity stanów są kompresowane w taki sposób, że w jednym rejestrze Modbus można odczytać 16 stanów. Bity stanów można skonfigurować w taki sposób, aby wszystkie interesujące użytkownika stany były dostępne w minimalnej liczbie rejestrów Modbus.

Dostępnych jest 256 bitów stanu Flex. Wartość stanu wskazuje stan danego bitu stanu Flex.

Ustawienia stanów Flex można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\FLEX STATES**.

Dodatkowe informacje można znaleźć w rozdziale Monitorowanie i sterowanie.

5.3.9 PRZEDNI PANEL

5.3.9.1 DISPLAY PROPERTIES (WŁAŚCIWOŚCI WYŚWIETLACZA)

Opcje językowe dostępne w IED to: angielski (UK), angielski (USA), hiszpański, rosyjski i turecki.

Ustawienia **Display Property** (Właściwości wyświetlacza), w których można ustawić język, można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\FRONT PANEL\DISPLAY PROPERTY**.

5.3.9.2 EKRANY DOMYŚLNE

Ekrany domyślne wyświetlacza pokazują wartości pomiaru. Sekwencja wyświetlania ekranów rozpoczyna się po czasie braku aktywności, gdy żaden klawisz nie został naciśnięty. Sekwencja wyświetlania wygląda następująco:

Pierwszy ekran: prądy, napięcia, częstotliwość i napięcie zasilania prądem stałym systemu.

Drugi ekran: pomiary zasilania oraz współczynnik mocy systemu.

Trzeci ekran: prąd i napięcie systemu, wartości składowej kolejności ujemnej, dodatniej i zerowej.

Czwarty ekran: całkowite zniekształcenia harmoniczne systemu.

Wszystkie ekrany domyślne wyświetlają datę i godzinę.

Wartości pomiarów wyświetlone na domyślnych ekranach wyświetlacza oraz jego konfiguracji są domyślnie stałe. Czas wyświetlania dla ekranów domyślnych można konfigurować.

Ustawienia Display Time (Czas wyświetlania) można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\FRONT PANEL\DEFAULT SCREENS**.

5.3.10 RESETOWANIE

Niektóre zdarzenia można zaprogramować tak, aby blokowały diody LED na panelu przednim. W zależności od zastosowania niektóre pomocnicze wyjścia przekaźnika można zaprogramować tak, aby blokowały się po wyczyszczeniu zdarzenia wyzwalającego. Po ustawieniu mechanizmu blokującego po wyeliminowaniu warunku inicjującego utrzymuje on wszystkie zablokowane wskaźniki, komunikaty i pomocnicze wyjścia przekaźnika w

zadany stan do czasu otrzymania polecenia **RESET** (Resetuj) w celu przywrócenia blokad (z wyjątkiem blokad FlexLogic NV) do stanu resetowania.

Polecenie **RESET** (Resetuj) można inicjować poprzez naciśnięcie klawisza Cancel (Anuluj) przez kilka sekund albo przez konfigurowalny operand lub urządzenie zdalne za pośrednictwem kanału komunikacji.

Ustawienie Reset Input X (Wejście resetowania X) (gdzie X to wartość od 1 do 3) w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\RESETTING** pozwala na wybór operandu z listy operandów Flexlogic w IED.

Cele, diody LED oraz zablokowane wyjścia przełącznika zostaną zresetowane po aktywacji z dowolnego operandu wybranego jako Reset Inputs (Wejścia resetowania).

5.3.11 INSTALACJA

Ustawienia instalacyjne pozwalają użytkownikowi:

Ustawić nazwę urządzenia, przypisując do urządzenia nazwę alfanumeryczną składającą się z maksymalnie 13 znaków.

Włączyć lub wyłączyć urządzenie z eksploatacji. Fabrycznie przełącznik jest ustawiony domyślnie na stan „Not Ready” (Niegotowy). Chroni to przed instalacją urządzenia IED, którego ustawienia nie zostały wprowadzone. Urządzenie IED w stanie „Not Ready” (Niegotowe) blokuje sygnalizację wyjść przełącznika. Warunki te utrzymują się do czasu wyraźnego przełączenia IED w stan „Ready” (Gotowe). Gdy urządzenie IED jest w stanie „Not Ready” (Niegotowe), dioda zgłaszania stanu awarii zapala się, a dioda poprawnego działania gaśnie.

Ustanowić polecenie serwisowe dla IED.

Wybrać jednostki inżynierskie wyświetlania temperatury w stopniach Celsjusza lub Fahrenheita.

Ustawić poziomy odcięcia prądu i napięcie.

Ustawienia instalacyjne można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\INSTALLATION**.

Uwaga:

Poziomy odcięcia napięcia i prądu należy obniżać z zachowaniem ostrożności, ponieważ urządzenie IED przyjmie niższe sygnały jako ważne pomiary. Domyślne wartości odcięcia IED to „0,020 pu” dla prądu oraz „1,0 V” dla napięcia.

5.3.12 KASOWANIE ZAPISÓW

Polecenia Clear Records (Wyczyść rejestr) są dostępne z panelu przedniego oraz z oprogramowania EnerVista Configuration.

Polecenia Clear Records (Wyczyść rekordy) dostępne w IED to: All Records (Wszystkie rekordy), Event Records (Rekordy zdarzeń), Disturb Recorder (Rejestrator zakłóceń), Data Logger (Rejestrator danych), Fault Records (Rekordy zwarć), Max Cur Demand (Maks. zapotrzebowanie prąd.), Max P Demand (Maks. zapotrzebowanie P), Max Q Demand (Maks. zapotrzebowanie Q), Energy Use Data (Dane dotyczące zużycia energii), Reset Thermal (Reset termiczny), Digital Counters (Liczniki cyfrowe), CB1 Arc Current (Prąd łukowy CB1), CB1 Health Data (Dane dotyczące stanu CB1), Security Records (Rekordy bezpieczeństwa), Autoreclose (Samoczynne ponowne załączanie), Last Trip Data (Dane ostatniego wyzwolenia zabezpieczenia), Pwr Quality Data (Dane dotyczące jakości mocy), Volt Interruption (Przerwa w napięciu).

Każdy operand polecenia czyszczenia rejestru można ustawić w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\CLEAR RECORDS**.

Każdy rekord można wyczyścić, przypisując ustawienie „On” (Wł.) albo operand FlexLogic do właściwego ustawienia.

Uwaga:

Polecenia czyszczenia rejestru są również dostępne z panelu przedniego w ścieżce: **RECORDS\CLEAR RECORDS** oraz z oprogramowania EnerVista Configuration w ścieżce: **MONITORING\CLEAR RECORDS**, jednak dopuszczalne są tylko ustawienia „ON” (Wł.) i „OFF” (Wył.). (Nie można korzystać z operandów FlexLogic).

5.3.13 OBSŁUGA PANELU HMI

Za pomocą interfejsu HMI można:

- wyświetlać i modyfikować ustawienia,
- wyświetlać stan cyfrowych sygnałów we/wy,
- wyświetlać wielkości pomiarowe,
- wyświetlać rejestr zwarć,
- resetować wskazania informujące o zwarcjach i alarmach.

Klawiatura zapewnia pełny dostęp do funkcji urządzenia poprzez szereg opcji menu. Informacje są wyświetlane na ekranie LCD.

Klawisze	Opis	Funkcja
	Klawisze strzałki w górę i w dół	Do zmiany poziomu menu lub przełączania między ustawieniami na określonym poziomie ustawień lub zmiany wartości w ramach danego ustawienia
	Klawisze strzałki w lewo i w prawo	Do nawigowania pomiędzy ekranami domyślnymi, a jeśli opis zdarzenia ma więcej niż 16 znaków, te klawisze mogą służyć do wyświetlenia całego tekstu
	Klawisz ENTER	Do akceptowania zmian wartości ustawień
	Klawisze skrótów	Skróty do wykonania polecenia Reset oraz wejścia do menu sterowania wyłącznikiem. Również do potwierdzenia lub niepotwierdzenia zmian podczas nawigacji po ustawieniach.
	Klawisz Clear	Aby wrócić do nagłówka menu wyższego poziomu z dowolnego niższego poziomu menu. Do czyszczenia wstawionej wartości podczas wprowadzania ustawień. Do poproszenia o potwierdzenie ustawień podczas zmiany ustawienia
	Klawisz Read	Do odczytywania komunikatów alarmu oraz wejścia do menu danych Last Trip (Ostatnie wyzwolenie zabezpieczenia)

Uwaga:

Z uwagi na to, że rozdzielczość wyświetlacza wynosi 16 znaków na 3 wiersze, niektóre informacje są podane w skondensowanej formie mnemonicznej.

5.3.13.1 OBSŁUGA PANELU HMI

Klawisze strzałek służą do nawigowania po menu. Klawisze strzałek mają funkcję automatycznego powtarzania, gdy się je naciśnie i przytrzyma. Dzięki temu można szybciej zmieniać wartości parametrów i nawigować po menu. Im dłużej wciśnięty jest klawisz, tym zmiany nim wywoływane lub ruch są szybsze.

Mapa nawigacji przedstawiona poniżej pokazuje, jak poruszać się po pozycjach menu.

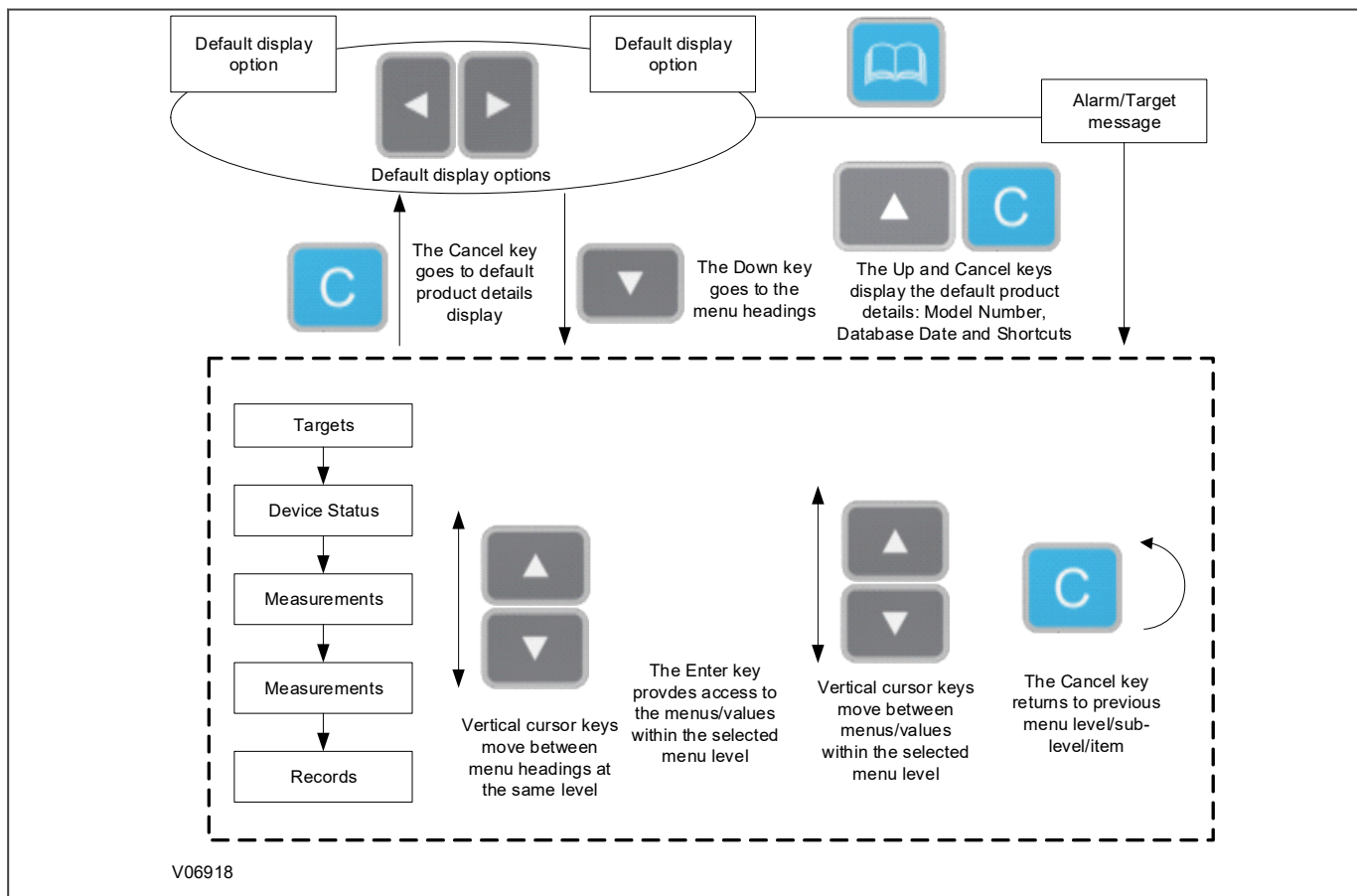


Figure 19: Obsługa HMI

5.3.13.2 PIERWSZE KROKI

Po uruchomieniu IED urządzenie przechodzi przez procedurę włączania. Po kilku sekundach nastąpi powrót do ekranu domyślnego.

Nawet jeśli samo urządzenie powinno być w pełni sprawne po uruchomieniu, nadal może występować alarm, na przykład przy braku połączenia z siecią urządzenia, które ma port ethernetowy połączony fizycznie kablem miedzianym. W takim przypadku pomarańczowa dioda LED alarmu będzie migać, a alarm można odczytać, naciskając klawisz „Read” (Odczytaj).

CELE Link Error Prim (Podstawowy błąd połączenia)

W takim przypadku urządzenie IED będzie musiało zostać podłączone do aktywnej sieci Ethernet, aby można było wyczyścić alarm.

Jeżeli występują inne alarmy, one także muszą zostać wyczyszczone, aby można było ustawić diodę LED alarmu jako wyłączoną.

5.3.13.3 DOMYŚL. WYŚWIETL.

W zależności od modelu urządzenia na wyświetlaczu HMI pojawia się data, godzina i pomiary napięcia, prądu, zasilania i częstotliwości systemu.

Data i godzina oraz wartości pomiarowe

Na przykład (P14D):

Ia 0,0 A Va 0,0 V Ib 0,0 A Vb 0,0 V Ic 0,0 A Vc 0,0 V

In 0,0 A Vn 0,0 V f 0,00 Hz DC 0,0 V

5.3.13.4 NAWIGACJA W EKRANIE DOMYŚLNYM

Poniższy schemat jest przykładem domyślnego nawigowania po ekranie. Jest to jedynie przykład i może nie mieć zastosowania w całości do wszystkich modeli. Rzeczywiste dostępne opcje wyświetlacza zależą od konkretnego modelu.

Do przechodzenia z jednego ekranu do drugiego używać klawiszy strzałek.

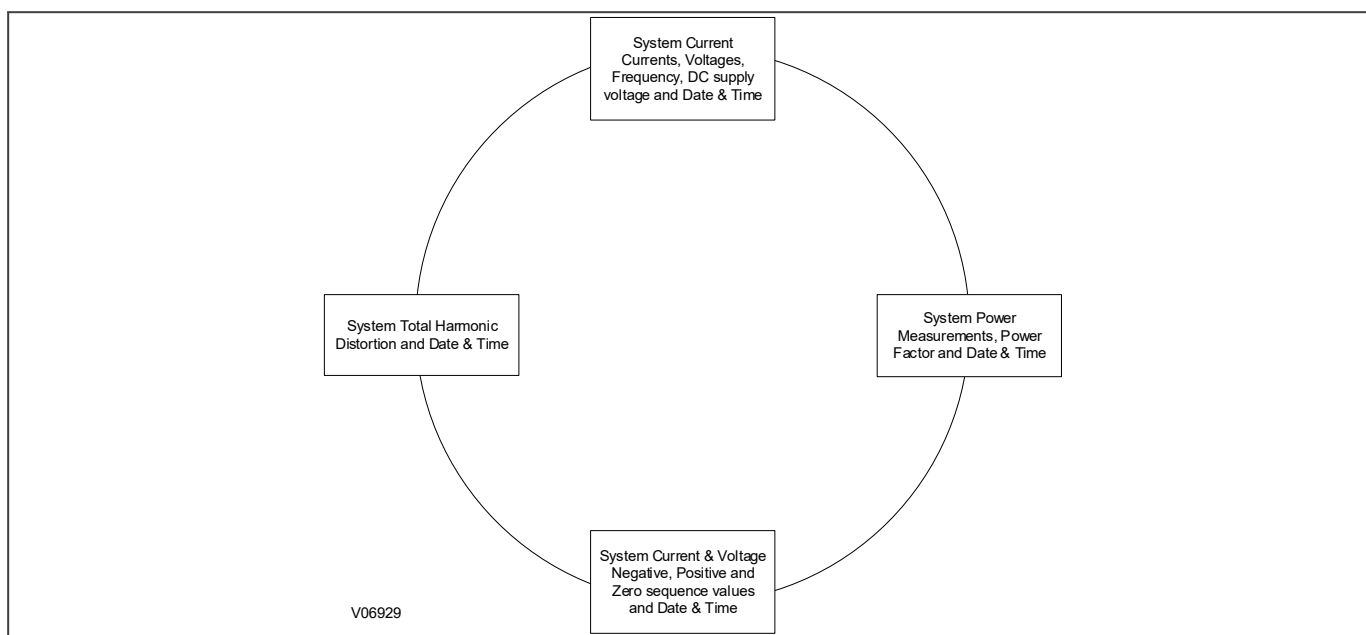


Figure 20: Nawigacja w ekranie domyślnym

5.3.13.5 WPROWADZANIE HASŁA I KONTROLA DOSTĘPU OPARTA NA ROLACH (RBAC)

5.3.13.6 WPROWADZANIE HASŁA

Kontrola dostępu oparta na rolach (RBAC)

Kontrola dostępu oparta na rolach (RBAC) stanowi podstawę zarządzania sesjami. Każda próba logowania spowoduje połączenie z usługą RBAC, która zezwoli na zalogowanie użytkownika lub to uniemożliwi.

W urządzeniach IED z podstawowym cyberbezpieczeństwem (opcja domyślna) domyślne połączenie odbywa się w roli przeglądającego, bez wymogu podania hasła. Podstawowe cyberbezpieczeństwo urządzeń IED obejmuje 4 stałe role: Administrator, Engineer (Inżynier), Operator i Viewer (Przeglądający). Administrator, inżynier i operator to role zabezpieczone hasłem. Domyślnym hasłem dla tych ról jest 0.

W urządzeniach IED z zaawansowanym cyberbezpieczeństwem (więcej szczegółów można znaleźć w opcjach zamawiania) zawsze wymagane jest podanie nazwy użytkownika i hasła. Po zalogowaniu poziom dostępu będzie odpowiadać roli zdefiniowanej dla danego użytkownika.

Maksymalna liczba równoczesnych sesji wynosi tylko jeden dla wszystkich ról z wyjątkiem roli przeglądającego, która objęta jest limitem 5 sesji.

Hasła innych użytkowników może zmieniać wyłącznie administrator. Wszyscy użytkownicy IED mogą zmieniać własne hasła. Do procedury resetowania/odzyskania hasła wymagana będzie rola administratora.

Istnieje limit czasu sesji, który można regulować za pomocą ustawień. Limit czasu oznacza, że otwarte sesje zostaną automatycznie zamknięte, jeżeli będą nieaktywne do momentu upływu czasu. Timer bezczynności definiuje okres, jaki urządzenie IED oczekuje w stanie bezczynności, zanim zalogowany użytkownik zostanie automatycznie wylogowany. Ten limit czasu jest inny dla interfejsu HMI oraz innych interfejsów (szeregowy, ethernetowy itd.).

Więcej informacji dotyczących implementacji podstawowego i zaawansowanego cyberbezpieczeństwa (zależnego od Cortec) zawarto w rozdziale Cyberbezpieczeństwo.

Wprowadzanie hasła

Podczas konfiguracji ekranu domyślnego lub jakiejkolwiek modyfikacji ustawień użytkownik zostanie poproszony o wskazanie roli oraz podanie hasła, zanim możliwe będzie dokonanie zmian w urządzeniu IED. Domyślna rola

przeglądającego nie jest chroniona hasłem (należy wybrać rolę przeglądającego i nacisnąć Enter) i pozwala jedynie na przeglądanie ustawień. W przypadku każdej innej roli wymagane będzie hasło, jak pokazano poniżej.

LOGOWANIE
Rola:
Administrator

LOGOWANIE
Hasło
A*****

1. Należy wybrać rolę na ekranie logowania, używając klawiszy strzałek w górę lub w dół i naciskając klawisz Enter, aby potwierdzić.
2. Wyświetli się ekran wprowadzania hasła, a kursor poprawki pokaże, które pole znaku hasła można zmienić. Naciskać klawisze strzałek w górę lub w dół, aby zmienić każdy znak.
3. Używać strzałek w prawo i w lewo, aby przemieszczać się pomiędzy polami znaku hasła.
4. Nacisnąć **Enter**, aby potwierdzić hasło. Po wprowadzeniu błędnego hasła zostanie wyświetlony komunikat informujący o tym fakcie, a następnie komunikat **AUTH FAILED** (Niepowodzenie autoryzacji). Wyświetlacz przełącza się następnie z powrotem na **PASSWORD** (Hasło). Jeśli wprowadzono poprawne hasło i dana rola wystarczy do tego, aby edytować wybrane ustawienie, wyświetlacz wraca do strony ustawień, aby pozwolić na dalszą edycję. Jeżeli nie zostanie wprowadzone hasło poprawnego poziomu, ponownie wyświetli się ekran wpisywania hasła.
5. Aby wyjść z tego okna, należy nacisnąć klawisz **Clear** (Wyczyść). Jeżeli klawiatura będzie nieaktywna przez określoną liczbę minut, ochrona hasłem na panelu przednim interfejsu użytkownika powróci do domyślnego poziomu dostępu.

5.3.13.7 PRZETWARZANIE ALARMÓW I ZAPISÓW

Jeżeli występują jakiekolwiek komunikaty alarmowe, wyświetlą się na stronie Targets Messages (Komunikaty docelowe) i zaczną migać pomarańczowa dioda alarmu. Komunikaty alarmowe mogą resetować się samoczynnie lub blokować. Jeżeli są zablokowane, muszą zostać ręcznie wyczyszczone.

1. Aby przeglądać komunikaty alarmowe, należy nacisnąć klawisz **Read** (Odczytaj).
2. Za pomocą klawiszy strzałek można przewijać strony ostatniego rejestru zwarć.

5.3.13.8 STRUKTURA MENU

Komunikaty na wyświetlaczu urządzenia IED są podzielone na menu główne, menu oraz różne poziomy podmenu. Pięć nagłówek menu głównego to: Targets (Cele), Device Status (Stan urządzenia), Measurements (Pomiary), Settings (Ustawienia) i Records (Rejestr).

Naciskanie klawisza **Down** (Dół) powoduje przewijanie menu głównego.

Naciskanie klawisza **Enter** w nagłówkach menu głównego powoduje wyświetlenie powiązanych menu. Za pomocą klawiszy **Up** (Góra) i **Down** (Dół) można przewijać dostępne menu i podmenu.

5.3.13.9 ZMIANA KONFIGURACJI

Zaczynając od domyślnego układu wyświetlacza, nacisnąć klawisz strzałki **Down** (Dół), aby wyświetlić nagłówek kolumny Setpoint (Wartość zadana).

1. Użyć klawisza **Enter**, aby uzyskać dostęp do menu i podmenu ustawień.
2. Użyć klawiszy **Up** (Góra) i **Down** (Dół), aby przewijać dostępne menu, i nacisnąć klawisz **Enter**, aby wybrać żądane menu. Powtarzać tę sekwencję, aby wchodzić w kolejne podmenu.
3. Aby wrócić do poprzedniego poziomu menu, nacisnąć klawisz **Clear** (Wyczyść).

4. Aby wrócić do wyświetlacza domyślnego, naciskać klawisz **Clear** (Wyczyść) wielokrotnie z każdego z menu lub podmenu.
5. Aby zmienić wartość ustawienia, należy podświetlić odpowiednią komórkę w menu, a następnie nacisnąć klawisz **Enter**, aby zmienić wartość ustawienia. Migający kursor na wyświetlaczu LCD wskazuje możliwość edycji danej wartości. Może być jednak wymagane podanie hasła.
6. Aby zmienić wartość ustawienia, należy użyć klawiszy **Up** (Góra) i **Down** (Dół), aby wybrać wartość do zmiany.
7. Nacisnąć klawisz **Enter**, aby potwierdzić nową wartość ustawienia, lub klawisz **Clear** albo znak „x” na ekranie, by anulować zmianę. Nowa wartość zostanie anulowana automatycznie, jeżeli nie zostanie zatwierdzona w ciągu 15 sekund.
8. Przed zastosowaniem zmiany muszą zostać zatwierdzone. Po wprowadzeniu wszystkich wymaganych zmian nacisnąć przycisk **Clear** (Wyczyść). Przed powrotem do poprzedniego poziomu menu wyświetla się następujący monit.

CONFIRM CHANGES?
(Potwierdzić zmiany?)
NO (Nie) YES (Tak)

9. Nacisnąć odpowiedni klawisz skrótu, aby zatwierdzić lub odrzucić nowe ustawienia.

5.4 SYSTEM

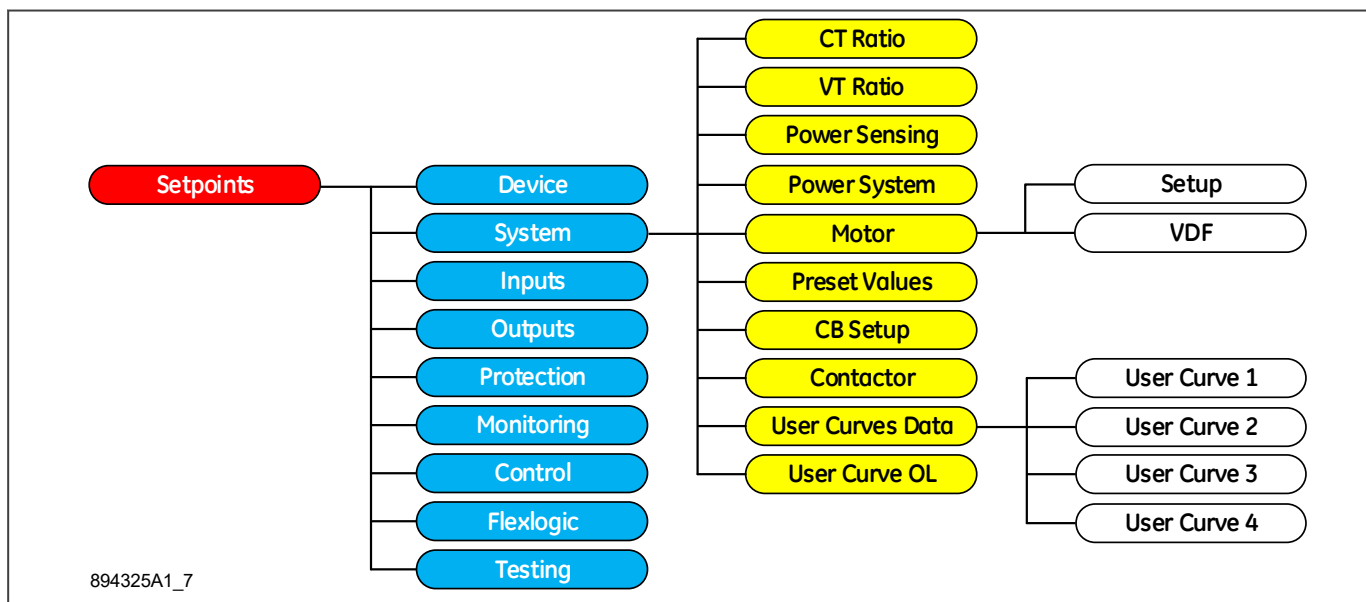


Figure 21: Hierarchia menu systemu

5.4.1 PRZEKŁADNIA PRĄDOWA

Menu CT RATIO (Przekładnia prądowa) zawiera menu konfiguracyjne przekładników prądowych (CT) podłączonych do zacisków urządzenia IED Multilin Agile. Konfiguracja trójfazowych przekładnik prądowy, uziemienia przekładnik prądowy oraz czułego uziemienia przekładnik prądowy wymaga wyboru danych znamionowych uzwojenia pierwotnego i wtórnego przekładnik prądowy.

Urządzenie Multilin Agile IED ma trzy wejścia prądów fazowych: A, B oraz C i jedno wejście uziemienia/prądu szczytkowego.

W ustawieniach PHASE CT PRIMARY (faza przekładnik prądowy, uzwojenie pierwotne) wprowadzić dane znamionowe uzwojenia pierwotnego przekładników prądowych linii trójfazowej podłączonych do zacisków przekładnik prądowy fazy urządzenia IED. W przypadku przełączników prądowych połączonych w układzie wye (gwiazdowym) obliczona suma fazorowa trzech prądów fazowych ($I_a + I_b + I_c = \text{prąd neutralny} = 3I_0$) używana jest jako dane wejściowe dla punktu neutralnego.

W przypadku ustawień PHASE CT SEC'y (faza przekładnik prądowy, uzwojenie wtórne) ustawienia EARTH CT PRIMARY (uziemienie przekładnik prądowy, uzwojenie pierwotne) oraz SEC'Y (wtórne) wyświetlane są tylko wówczas, gdy zostało zainstalowane wejście uziemienia.

Ustawienia SENSITIVE EARTH CT PRIMARY (czułe uziemienie przekładnik prądowy uzwojenie pierwotne) oraz SEC'Y (wtórne) wyświetlane są tylko wówczas, gdy zainstalowane jest wejście czułego uziemienia.

W obu przypadkach i w zależności od wybranych danych wejściowych uziemienia lub czułego uziemienia należy wprowadzić dane znamionowe uzwojenia pierwotnego uziemienia / czułego uziemienia przekładnik prądowy podłączonego do zacisków przełącznika uziemienia / czułego uziemienia przekładnik prądowy. Gdy dane wejściowe uziemienia służą do pomiaru prądu szczytkowego $3I_0$, prąd pierwotny musi mieć taką samą wartość jak prąd wybrany dla fazy przekładników prądowych.

Ustawienia przekładni prądowej można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\SYSTEM\CT RATIO\CT RATIO**.

Więcej informacji na temat zakresów oraz wartości domyślnych zamieszczono w załączniku Ustawienia i sygnały.

Uwaga:

Funkcja przekładni prądowej jest dostępna wyłącznie w produktach z wejściami przekładnik prądowy (P14D i P14N).

5.4.2 PRZEKŁADNIA NAPIĘCIOWA

Menu VT RATIO (Przekładnia napięciowa) pozwala na konfigurację wszystkich przekładników napięciowych (PT) podłączonych do zacisków napięciowych IED

Uwaga:

*Nominalne ustawienia napięcia **PUn str.wtorna** oraz **4TH VT SEC'Y** to napięcia odpowiednio na zaciskach fazowych przekładnik napięciowy oraz zaciskach pomocniczych przekładnik napięciowy, gdy przyłożone jest napięcie znamionowe.*

Na przykład w układzie o znamionowym napięciu pierwotnym 13,8 kV i przekładnik napięciowy 14 400 / 120 volt w układzie Delta napięcie wtórne będzie wynosić 115V, tj. $(13\ 800 / 14\ 400) * 120$. W układzie Wye wprowadzona wartość napięcia musi być napięciem fazowym, które wynosiłoby $115/\sqrt{3} = 66,4$ V.

W układzie 14,4 kV z połączeniem Delta oraz współczynnikiem przełączania między uzwojeniem pierwotnym i wtórnym przekładnik napięciowy wynoszącym 14 400 / 120 wartość napięcia wynosiłaby 120 V, tj. 14 400 / 120.

Ustawienia przekładni napięciowej można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\SYSTEM\VT RATIO\VT RATIO**.

Więcej informacji na temat zakresów oraz wartości domyślnych zamieszczono w załączniku Ustawienia i sygnały.

PH przekładnik napięciowy INPUT wybiera typ połączenia fazy przekładnik napięciowy, aby dopasować ją do przekładników napięciowych (PT) podłączonych do IED.

PU str.pierwotna wybiera przekładnię napięciową fazy, aby dopasować ją do przekładni przekładników napięciowych podłączonych do banku przekładnik napięciowy.

PUn str.wtorna wybiera wyjściowe napięcie wtórne dla fazy przekładników napięciowych podłączonych do banku przekładnik napięciowy.

4th przekładnik napięciowy INPUT wybiera typ napięcia odpowiadający napięciu przyłożonemu do zacisków pomocniczego przekładnik napięciowy IED z banku przekładnik napięciowy. Należy wybrać Vn (napięcie względem punktu neutralnego), jeżeli do pomocniczego przekładnik napięciowy IED jest przykładane napięcie neutralne.

4th przekładnik napięciowy PRIMARY wybiera przekładnię napięciową fazy, aby dopasować ją do przekładni przekładnika napięciowego podłączonego do wejścia pomocniczego przekładnik napięciowy z banku przekładnik napięciowy.

4TH VT SEC'Y (4. przekładnik napięciowy, uzwojenie wtórne) wybiera wyjściowe napięcie wtórne pomocniczego Przekładnik napięciowy podłączonego do wyjścia pomocniczego przekładnik napięciowy z banku przekładnik napięciowy.

Uwaga:

Funkcja przekładnia napięciowa jest dostępna wyłącznie w produktach z wejściami przekładnik napięciowy (P14D i P94V).

5.4.3 WYKRYWANIE MOCY

Obliczenia mocy w urządzeniu IED Multilin Agile są dokonywane przy użyciu danych wyjściowych napięcia i prądu z PH VT1 BANK-A oraz CT1 BANK-B. W przypadku gdy połączone przetworniki napięciowe i przekładniki prądowe mają przeciwną polaryzację, menu wykrywania mocy pozwala na odwrócenie pomiaru mocy.

Ustawienia wykrywania mocy można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\SYSTEM\POWER SENSING**.

Więcej informacji dotyczących zakresów i wartości domyślnych zawiera Załącznik B, Ustawienia i sygnały.

PHASE CT&VT POLARITY wybiera polaryzację połączenia fazy przekładnik napięciowy i fazy przekładnik prądowy podłączonych do IED jako taką samą lub odwróconą. Gdy wybrana zostanie opcja Reverse (Odwrócona),

ustawienie to odwraca polaryzację przekładnik prądowy (mnoży prądy fazowe przez „-1”) dla prądów fazowych z CT1 BANK-B w odniesieniu do napięć fazowych z PH VT1 BANK-A.

Uwaga:

Wartość zadana odwrócenia pomiaru mocy przydaje się do uniknięcia fizycznego odwrócenia połączeń przekładnik prądowy na przekątniku. Z uwagi na to, że pomiar mocy wpłynie na elementy kierunkowe mocy, przed konfiguracją użytkownik musi określić odpowiedni kierunek przepływu mocy do przodu lub wstecz.

RESET EVENT ENERGY (Reset energii zdarzenia) wybiera operand Flexlogic do zarejestrowania i zeruje wszystkie wartości pomiaru energii.

Na zboczu narastającym operandu FlexLogic wybranego pod wartością zadaną **RESET EVENT ENERGY** (Reset energii zdarzenia) wszystkie wartości pomiarowe energii w ścieżce **MEASUREMENTS\ENERGY 1\ENERGY** zostają zarejestrowane i wyzerowane, a zapisana i wyświetlona zostaje wartość **RST ENERGY D/T**.

Zarejestrowane wartości są wyświetlane jako **LAST EVENT (+/-) WHR** (Ostatnie zdarzenie (+/-) WHR) oraz **LAST EVENT (+/-) VARHR** w ścieżce **MEASUREMENTS\ENERGY 1\ENERGY LOG**. Podawane są również odczyty energii z dnia obecnego i poprzedniego.

Przykładem zastosowania może być monitorowanie energii całkowitej skumulowanej na końcu zdarzenia lub przedziału czasowego zmiany. Zdarzenie / przedział czasowy zmiany można zdefiniować, np. według operandu stanu wyłącznika (otwarty lub zamknięty).

5.4.4 SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

Ustawienie **NOM. FREQUENCY** (Częstotliwość znamionowa) jest używane jako domyślne przy ustalaniu częstotliwości próbkowania cyfrowego, jeżeli nie ma możliwości zmierzenia częstotliwości systemu na podstawie dostępnych sygnałów AC. Może tak się zdarzyć, jeżeli sygnały wybrane do śledzenia częstotliwości nie występują lub nie wykryto poprawnej częstotliwości. Przed powrotem do częstotliwości znamionowej algorytm śledzenia częstotliwości zachowuje ostatni poprawny pomiar częstotliwości przez bezpieczny okres, jednocześnie oczekując na ponowne pojawienie się sygnałów lub na zaniknięcie zniekształceń.

Wybór ustawienia **PHASE SEQUENCE** (Kolejność faz) powinien być dopasowany do rotacji faz systemu elektroenergetycznego. To ustawienie jest niezbędne do poprawnego obliczenia składowych kolejności oraz parametrów mocy. Należy pamiętać, że to ustawienie informuje urządzenie IED o rzeczywistej kolejności faz systemu, to znaczy ABC lub ACB. Wejścia przekładnik prądowy i przekładnik napięciowy na urządzeniu IED odpowiadające oznaczeniom a, b oraz c, muszą zostać połączone z fazami sieci A, B oraz C, aby zapewnić poprawne działanie.

Ustawienia systemu elektroenergetycznego można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\SYSTEMPOWER SYSTEM**. Więcej informacji na temat zakresów oraz wartości domyślnych zamieszczono w załączniku Ustawienia i sygnały.

5.4.5 KONFIGURACJA WYŁĄCZNIKA

Wykrywanie wyłącznika odbywa się na IED poprzez monitorowanie stanu/stanów jednego wejścia stykowego, a najlepiej dwóch. Zdecydowanie zaleca się monitorowanie stanu wyłącznika sieci przy użyciu obu styków pomocniczych wyłącznika: 52a oraz 52b, chociaż korzystanie z tylko jednego z nich również jest dopuszczalne.

Ustawienie CB STATUS INPUT (Dane wejściowe stanu wyłącznika) wybiera konfigurację danych wejściowych wyłącznika z jednym stykiem (52a lub 52b) lub z dwoma stykami (zarówno 52a, jak i 52b).

Ustawienia wyłącznik AUX 3PH (52A) oraz wyłącznik AUX 3PH (52B) powodują wybór wejścia połączonego ze stykami pomocniczymi 52a i 52b wyłącznika.

Ustawienia wyłącznika można znaleźć w ścieżce: **SETPOINTS\SYSTEM\CB SETUP\BREAKER**.

Więcej informacji na temat zakresów oraz wartości domyślnych zamieszczono w załączniku Ustawienia i sygnały.

5.4.6 KRZYWE UŻYTKOWNIKA

Urządzenie IED zawiera cztery programowalne krzywe użytkownika: 1, 2, 3 oraz 4. Punkty tych krzywych definiuje się w oprogramowaniu EnerVista Configuration. Krzywe definiowane przez użytkownika mogą być używane do czasowego zabezpieczenia nadprądowego w taki sam sposób jak krzywe IEEE, IAC, ANSI oraz IEC. Każda z czterech krzywych użytkownika (1, 2, 3 oraz 4) ma ustawienia 120-punktowe do wprowadzania czasów resetowania i działania, 40 punktów do resetowania (od 0 do 0,98-krotności wartości pobudzenia) oraz 80 punktów do działania (od 1,03 do 20-krotności wartości pobudzenia). Dane są przekształcane w dwie ciągłe krzywe przez interpolację liniową pomiędzy punktami danych.

Ustawienia danych krzywych użytkownika można znaleźć dla każdej krzywej użytkownika w ścieżce: **SETPOINTS \SYSTEM\USER CURVES DATA\USER CURVE X**, gdzie X to wartość od 1 do 4.

Więcej informacji na temat zakresów oraz wartości domyślnych zamieszczono w załączniku Ustawienia i sygnały.

Uwaga:

Do wyboru, projektowania lub modyfikacji dowolnych danych z krzywych użytkownika należy używać oprogramowania EnerVista Configuration.

ROZDZIAŁ 6

FUNKCJE ZABEZPIECZEŃ PRĄDOWYCH

6.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Urządzenia P14D oraz P14N zapewniają szeroki zakres funkcji zabezpieczeń prądowych. Rozdział ten opisuje działanie tych funkcji, w tym m.in. zasadę ich działania, schematy logiczne oraz zastosowania.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	80
Zasady ochrony nadprądowej	81
Fazowe zabezpieczenie nadprądowe	92
Element nadprądowy zależny od napięcia	100
Zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną	104
Zabezpieczenie ziemnozwarciowe	111
Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe	123
Zimny rozruch obciążenia	131
Zabezpieczenie przed przeciążeniem cieplnym	134
Detektor przerywania przewodu	139
Zablokowane zabezpieczenie nadprądowe	142
Zabezpieczenie SOTF	144
Zabezpieczenie podprądowe	145
Ogranicznik obciążenia	146

Uwaga:

Przy ustawieniu ustawienia elementu zabezpieczającego poniżej wartości $0,02 \times CT$ należy uwzględnić ustawienie odcięcia prądu w ścieżce **DEVICE\INSTALLATION** i odpowiednio je dostosować, ponieważ wartość domyślna wynosi 0,020.

6.2 ZASADY OCHRONY NADPRĄDOWEJ

Większość zwarc w układach zasilania skutkuje przetężeniem jednego lub drugiego rodzaju. Zadaniem urządzeń zabezpieczających, dawniej znanych jako „przełączniki”, a obecnie jako inteligentne urządzenia elektroniczne (IED), jest ochrona układu zasilającego przed zwarciami. Ogólną zasadą jest jak najszybsze izolowanie zwarc w celu ograniczenia niebezpieczeństwa i zapobiegania przepływowi przez układy prądów zwarcowych, które mogą spowodować poważne uszkodzenia sprzętu i układów. Jednocześnie chcemy wyłączać tylko te części sieci elektroenergetycznej, które są absolutnie niezbędne, aby zapobiec niepotrzebnym przerwom w dostawie prądu. Urządzenia zabezpieczające, które sterują wyzwalaniem wyłączników obwodów sieci elektroenergetycznej, to wysoce zaawansowane jednostki elektroniczne, zapewniające szereg funkcji obejmujących różne scenariusze zwarc dla wielu zastosowań.

Opisane produkty zapewniają szereg funkcji zabezpieczenia nadprądowego, w tym:

- Fazowe zabezpieczenie nadprądowe
- Ochronę przed przetężeniem powodowanym przez zwarcia doziemne
- Zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną
- Czułą ochronę przed zwarcie doziemnym

Aby zapewnić, że wyzwalane będą tylko niezbędne wyłączniki obwodów i że będą one wyzwalane z najmniejszym możliwym opóźnieniem, urządzenia IED w schemacie zabezpieczającym muszą współpracować ze sobą. Dostępne są różne metody uzyskania prawidłowej współpracy między urządzeniami IED w układzie. Oto one:

- Za pomocą samego czasu
- Za pomocą samego prądu
- Za pomocą kombinacji czasu i prądu.

Klasyfikacja na podstawie samego prądu jest możliwa tylko wtedy, gdy istnieje zauważalna różnica w poziomie zwarcia między dwoma lokalizacjami, w których znajdują się urządzenia. Niektóre zakłady użyteczności publicznej stosują klasyfikację na podstawie czasu, ale często może ona prowadzić do nadmiernych czasów usuwania zwarc w lub w pobliżu podstacji źródłowych, gdzie poziom zwarcia jest najwyższy.

Z tych powodów najczęściej stosowaną cechą w koordynacji urządzeń nadprądowych jest typ IDMT (Inverse Definite Minimum Time).

6.2.1 CHARAKTERYSTYKA IDMT

Istnieją dwa podstawowe wymagania, które należy wziąć pod uwagę przy projektowaniu schematów zabezpieczeń:

- Wszystkie zwarcia powinny być usuwane tak szybko, jak to możliwe, aby zminimalizować uszkodzenia sprzętu.
- Usuwanie zwarc powinno skutkować minimalnymi zakłóceniami w sieci elektroenergetycznej.

Drugi wymóg oznacza, że schemat zabezpieczeń powinien być zaprojektowany tak, aby wyzwalane były tylko wyłączniki obwodów w strefie ochrony, w której wystąpiło zwarcie.

Te dwa kryteria są w rzeczywistości sprzeczne ze sobą, ponieważ aby spełnić (1), zwiększamy ryzyko wyłączenia zdrowych części sieci, a aby spełnić (2), celowo wprowadzamy opóźnienia czasowe, które wydłużają czas przepływu prądu zwarcowego. W przypadku ochrony IDMT stosowanej w promieniowych liniach zasilających problem ten pogłębia się ze względu na charakter zwarc, ponieważ urządzenia zabezpieczające znajdujące się najbliżej źródła, gdzie prądy zwarcowe są największe, w rzeczywistości potrzebują największego opóźnienia czasowego.

Charakterystyki IDMT opisuje się za pomocą krzywych roboczych. Tradycyjnie definiowano je na podstawie wydajności przełączników elektromechanicznych. W przypadku ochrony numerycznej równania wykorzystuje się do powielania tych charakterystyk, tak aby można było ich używać do klasyfikacji starszego sprzętu.

Stare przekaźniki elektromechaniczne w pewnym stopniu rozwiązywały ten problem ze względu na ich naturalną charakterystykę czasu działania w stosunku do prądu zwarciovego, zgodnie z którą im wyższy prąd zwarciovowy, tym krótszy czas działania. Charakterystyka typowa dla tych przekaźników elektromechanicznych nazywana jest Inverse Definite Minimum Time (w skrócie: IDMT).

6.2.1.1 KRZYWE IDMT IEC 60255

Istnieje siedem dobrze poznanych wersji tej charakterystyki:

- Standardowo odwrotna
- Bardzo odwrotna
- Ekstremalnie odwrotna
- Długotrwałe odwrotna UK
- Prostownik
- Krótkotrwałe odwrotna FR
- Standardowo odwrotna (1,3 s)

Te równania i odpowiadające im krzywe rządzące tymi charakterystykami są bardzo dobrze znane w energetyce.

Standardowo odwrotna

Ta charakterystyka jest powszechnie znana jako charakterystyka 3/10, tj. przy dziesięciokrotnej nastawie prądu i TMS równym 1 IED będzie działać przez 3 sekundy.

Krzywą charakterystyczną można zdefiniować za pomocą wyrażenia matematycznego:

$$t_{op} = T \frac{0.14}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0.02} - 1}$$

Charakterystyka czasu standardowego odwrócenia jest powszechnie stosowana przy wszystkich napięciach systemu – jako ochrona zapasowa sieci najwyższych napięć (EHV) oraz jako główne zabezpieczenie sieci dystrybucyjnych wysokiego napięcia (HV) i średniego napięcia (MV).

Zasadniczo charakterystyka standardowo odwrotna jest używana, gdy:

- Nie ma wymogu koordynacji z urządzeniami zabezpieczającymi innego typu w dalszej części systemu, np. bezpiecznikami, charakterystyką cieplną transformatorów, silnikami itp.
- Poziomy zwarcia na końcach bliższym i dalszym systemu nie różnią się istotnie od siebie.
- Występuje minimalny prąd rozruchowy przy pobudzeniu zimnego obciążenia. Prąd rozruchowy zimnego obciążenia występuje, gdy linia jest zasilana po dłuższej przerwie w dostawie prądu. Zasadniczo urządzenie IED nie może być ustawione powyżej tej wartości, ale prąd powinien spaść poniżej ustawienia IED, zanim zadziała IED.

Bardzo odwrotna

Ten typ charakterystyki jest normalnie używany, aby uzyskać większą selektywność czasu, gdy współczynnik ograniczania czasu ogólnego jest bardzo niski, a prąd zwarcia w dowolnym punkcie nie różni się zbyt od warunków systemu. Jest on szczególnie przydatny, jeżeli następuje znaczny spadek prądu zwarciovego wraz ze zwiększeniem odległości od źródła energii. Bardziej stroma krzywa odwrotna daje dłuższe przedziały stopniowania czasowego. Czas działania zostaje mniej więcej podwojony przy siedmiokrotnym do czterokrotnego zmniejszeniu ustawienia prądu IED. Pozwala to na ustawienie tego samego mnożnika czasu dla kilku IED połączonych szeregowo.

Krzywą charakterystyczną można zdefiniować za pomocą wyrażenia matematycznego:

$$t_{op} = T \frac{13.5}{\left(\frac{I}{I_s}\right) - 1}$$

Ekstremalnie odwrotna

Przy tej charakterystyce czas działania jest w przybliżeniu odwrotnie proporcjonalny do kwadratu prądu. Długi czas działania IED przy wartościach szczytowych prądu obciążenia sprawia, że urządzenie IED szczególnie nadaje się do stopniowania z bezpiecznikami oraz do zabezpieczania linii poddawanych prądom szczytowym przy włączaniu, takich jak linie zasilające lodówki, pompy, podgrzewacze wody itp., które pozostają podłączone nawet przy długiej przerwie w zasilaniu.

W przypadku gdy generowany prąd jest praktycznie stały i trudno jest uzyskać rozróżnienie niskich czasów wyzwolenia zabezpieczenia ze względu na niską impedancję odcinka linii, bardzo przydatne może okazać się IED ze skonfigurowanym ekstremalnym odwróceniem, ponieważ do uzyskania odpowiedniej różnicy w czasie wystarczy jedynie niewielka różnica w prądzie.

Inne zastosowanie dla tego urządzenia IED obejmuje użycie układów samoczynnego ponownego załączania w obwodach niskiego napięcia. Ze względu na to, że większość zwarcia ma charakter przejściowy, urządzenie IED jest skonfigurowane tak, aby zadziałało przed normalnym czasem zadziałania bezpiecznika, w ten sposób zapobiegając prawdopodobnie zbędnemu zadziałaniu bezpiecznika.

Jeśli po ponownym załączeniu zwarcie się utrzymuje, układ ponownego załączania blokuje się w pozycji zamkniętej i pozwala na zadziałanie bezpiecznika w celu eliminacji zwarcia.

Ta charakterystyka jest także powszechnie stosowana do zabezpieczenia instalacji przed przegrzaniem, ponieważ przegrzanie to zazwyczaj funkcja I^2t .

Tę krzywą charakterystyczną można zdefiniować za pomocą wyrażenia matematycznego:

$$t_{op} = T \frac{80}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1}$$

Długotrwałe odwrotna UK

Ten typ charakterystyki jest długotrwały i może być stosowany do zabezpieczenia rezystorów uziemiających punktu neutralnego (które zwykle mają wartość znamionową 30 sekund). Czas działania IED przy 5-krotnej nastawie prądu wynosi 30 sekund przy TMS równym 1.

Można to zdefiniować przez:

$$t_{op} = T \frac{120}{\left(\frac{I}{I_s}\right) - 1}$$

Prostownik

Tę krzywą charakterystyczną można zdefiniować za pomocą wyrażenia matematycznego:

$$t_{op} = T \frac{45900}{\left[\frac{I}{I_s}\right]^{5.6} - 1}$$

Krótkotrwale odwrotna FR

Tę krzywą charakterystyczną można zdefiniować za pomocą wyrażenia matematycznego:

$$t_{op} = T \frac{0.05}{\left[\frac{I}{I_s} \right]^{0.04} - 1}$$

Standardowo odwrotna (1,3 s)

Tę krzywą charakterystyczną można zdefiniować za pomocą wyrażenia matematycznego:

$$t_{op} = T \frac{0.00607}{\left[\frac{I}{I_s} \right]^{0.02} - 1}$$

W powyższych równaniach:

- t_{op} to czas zadziałania
- T to ustawienie mnożnika czasu
- I to prąd zmierzony

I_s to wartość progowa prądu

Stosunek I/I_s czasami jest określany jako „M” lub „PSM” (mnożnik ustawień wtyczki).

Krzywe te są wykreślane w następujący sposób:

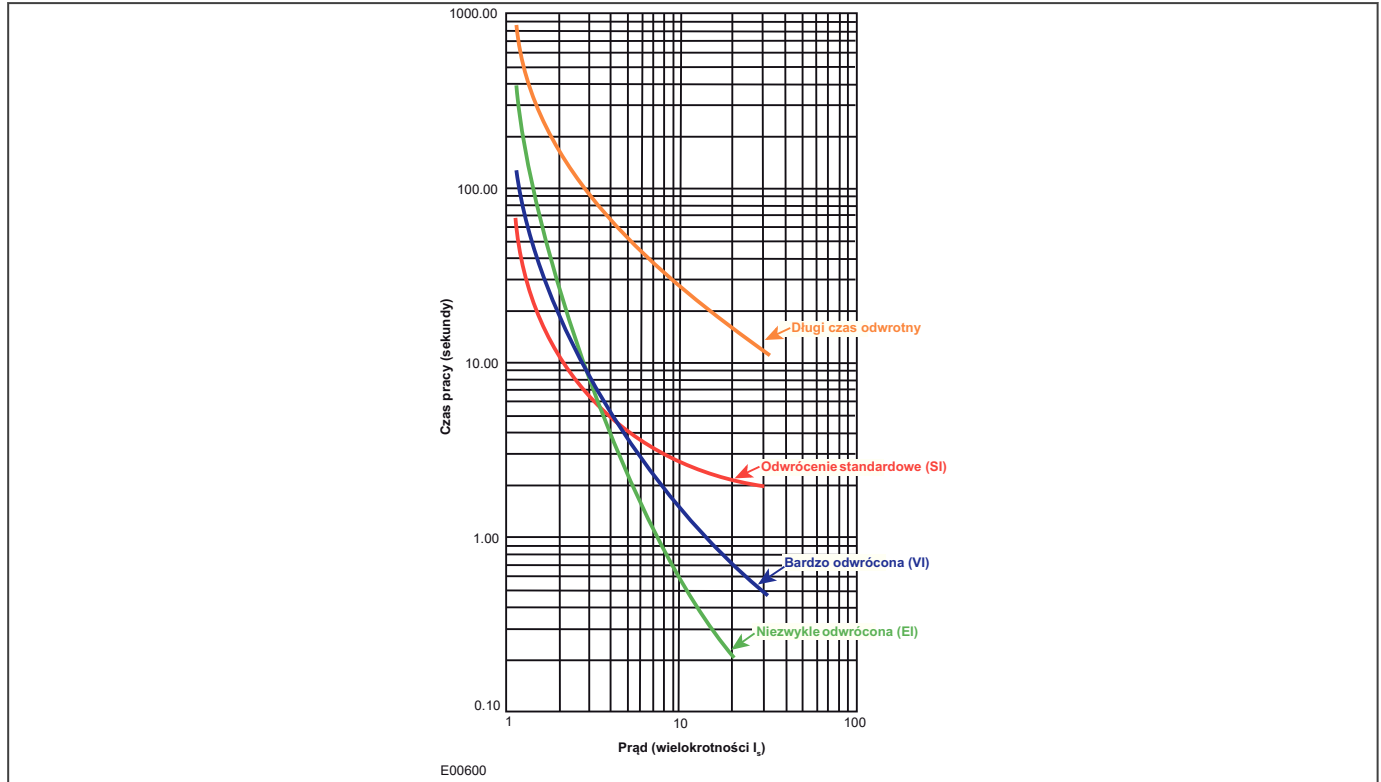


Figure 22: Krzywe IDMT IEC 60255

6.2.1.2 STANDARDY EUROPEJSKIE

Równanie działania IDMT wg IEC 60255 to:

$$t_{op} = T \left(\frac{\beta}{M^\alpha - 1} + L \right) + C$$

Równanie resetowania IDMT wg IEC 60255 to:

$$t_r = T \left(\frac{\beta}{1 - M^\alpha} \right)$$

gdzie:

- t_{op} to czas zadziałania
- t_r to czas resetowania
- T to ustawienie mnożnika czasu
- M to stosunek mierzonego prądu do wartości progowej prądu (I/I_s)
- β to stała, którą można wybrać, aby spełniała wymaganą charakterystykę krzywej
- α to stała, którą można wybrać, aby spełniała wymaganą charakterystykę krzywej
- C to stała do dodawania czasu określonego (sumator czasu określonego)
- L to stała (zazwyczaj używana wyłącznie do krzywych ANSI/IEEE)

Wartości stałych dla krzywych IDMT urządzenia IEC są następujące:

Opis krzywej	β Stała	α Stała	Stała L
Standardowo odwrotna IEC, działanie	0.14	0.02	0
Standardowo odwrotna IEC, reset	8.2	6.45	0
Bardzo odwrotna IEC, działanie	13.5	1	0
Bardzo odwrotna IEC, reset	50.92	2.4	0
Ekstremalnie odwrotna IEC, działanie	80	2	0
Ekstremalnie odwrotna IEC, reset	44.1	3.03	0
Długotrwale odwrotna UK, działanie*	120	1	0
Prostownik, działanie*	45900	5.6	0
Krótkotrwale odwrotna FR, działanie*	0.05	0.04	0
Standardowo odwrotna (1,3 s), działanie	0.0607	0.02	0
Standardowo odwrotna (1,3 s), reset	3.55	6.45	0

Uwaga:

* Jeżeli do charakterystyki działania używana jest krzywa długotrwale odwrotna UK, prostownik lub krótkotrwale odwrotna FR, przy charakterystyce resetowania zawsze używany jest DT (czas określony).

Charakterystyka szybkiego odwrócenia (RI)

Krzywa działania RI jest wyrażona poniższym równaniem:

$$t_{op} = K \left(\frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{M}} \right)$$

gdzie:

- t_{op} to czas zadziałania
- K to ustawienie mnożnika czasu
- M to stosunek mierzonego prądu do wartości progowej prądu (I/I_s)

Uwaga:

* Jeżeli wartość RI jest używana do charakterystyki działania, do charakterystyki resetowania zawsze używany jest DT (czas określony).

6.2.1.3 STANDARDY PÓŁNOCNOAMERYKAŃSKIE

Równanie działania IDMT wg IEEE to:

$$t_{op} = TD \left(\frac{\beta}{M^\alpha - 1} + L \right) + C$$

Równanie resetowania IDMT wg IEEE to:

$$t_r = TD \left(\frac{\beta}{1 - M^\alpha} \right)$$

gdzie:

- t_{op} to czas zadziałania
- t_r to czas resetowania
- TD to ustawienie wybierania czasu
- M to stosunek mierzonego prądu do wartości progowej prądu (I/I_s)
- β to stała, którą można wybrać, aby spełniała wymaganą charakterystykę krzywej
- α to stała, którą można wybrać, aby spełniała wymaganą charakterystykę krzywej
- C to stała do dodawania czasu określonego (sumator czasu określonego)
- L to stała (zazwyczaj używana wyłącznie do krzywych ANSI/IEEE)

Wartości stałych dla krzywych IEEE są następujące:

Opis krzywej	β Stała	α Stała	Stała L
Umiarkowanie odwrotna IEEE, działanie	0.0515	0.02	0.114
Umiarkowanie odwrotna IEEE, reset	4.85	2	0
Bardzo odwrotna IEEE, działanie	19.61	2	0.491
Bardzo odwrotna IEEE, reset	21.6	2	0
Ekstremalnie odwrotna IEEE, działanie	28.2	2	0.1217
Ekstremalnie odwrotna IEEE, reset	29.1	2	0
Odwrotna CO8 US, działanie	5.95	2	0.18
Odwrotna CO8 US, reset	5.95	2	0

Opis krzywej	β Stała	α Stała	Stała L
Krótkotrwale odwrotna CO2 US, działanie	0.16758	0.02	0.11858
Krótkotrwale odwrotna CO2 US, reset	2.261	2	0

6.2.1.3.1 KRZYWE ANSI

Równanie działania wg ANSI to:

$$T = TD \times \left[A + \frac{B}{\left(I / I_{pickup} \right) - C} + \frac{D}{\left(\left(I / I_{pickup} \right) - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\left(I / I_{pickup} \right) - C \right)^3} \right]$$

$$t_r = TD \left(\frac{\beta}{1 - M^\alpha} \right)$$

Równanie resetowania wg ANSI to:

$$T_{RESET} = TD \times \left[\frac{t_r}{1 - \left(I / I_{pickup} \right)^2} \right]$$

gdzie:

- T = czas działania (w sekundach)
- TD = ustawienie wybierania czasu
- I = mierzony prąd
- I_{pickup} = wartość progowa prądu
- od A do E = stałe
- t_r = stała charakterystyki
- TRESET = czas resetowania w sekundach

Wartości stałych dla krzywych ANSI są następujące:

Opis krzywej	Stała A	Stała B	Stała C	Stała D	Stała E	Stała t_r
Ekstremalnie odwrotna ANSI	0.0399	0.2294	0.5000	3.0094	0.7222	5.67
Bardzo odwrotna ANSI	0.0615	0.7989	0.3400	-0.2840	4.0505	3.88
Normalnie odwrotna ANSI	0.0274	2.2614	0.3000	-4.1899	9.1272	5.95
Umiarkowanie odwrotna ANSI	0.1735	0.6791	0.8000	-0.0800	0.1271	1.08

6.2.1.4 KRZYWE IAC

Równanie działania IAC jest następujące:

$$T = TD \times \left[A + \frac{B}{\left(I / I_{pickup} \right) - C} + \frac{D}{\left(\left(I / I_{pickup} \right) - C \right)^2} + \frac{E}{\left(\left(I / I_{pickup} \right) - C \right)^3} \right]$$

Równanie resetowania wg IAC to:

$$T_{RESET} = TD \times \left[\frac{t_r}{1 - (I / I_{pickup})^2} \right]$$

gdzie:

- T = czas działania (w sekundach)
- TD = ustawienie wybierania czasu
- I = mierzony prąd
- I_{pickup} = wartość progowa prądu
- od A do E = stałe
- t_r = krzywa charakterystyki oraz
- T_{RESET} = czas resetowania w sekundach

Wartości stałych dla krzywych IAC są następujące:

Opis krzywej	Stała A	Stała B	Stała C	Stała D	Stała E	Stała tr
Ekstremalnie odwrotna IAC	0.0040	0.6379	0.6200	1.7872	0.2461	6.008
Bardzo odwrotna IAC	0.0900	0.7965	0.1000	-1.2885	7.9586	4.678
Normalnie odwrotna IAC	0.2078	0.8630	0.8000	-0.4180	0.1947	0.990
Umiarkowanie odwrotna IAC	0.0428	0.0609	0.6200	-0.0010	0.0221	0.222

6.2.1.5 KRZYWE I2T

Równanie działania I2T jest następujące:

$$T = TD \times \left[\frac{100}{(I / I_{pickup})^2} \right]$$

Równanie resetowania wg I2T to:

$$T_{RESET} = TD \times \left[\frac{100}{(I / I_{pickup})^{-2}} \right]$$

gdzie:

- T = czas działania (w sekundach)
- TD = ustawienie wybierania czasu
- I = mierzony prąd
- I_{pickup} = wartość progowa prądu oraz
- T_{RESET} = czas resetowania w sekundach

6.2.1.6 KRZYWE I4T

Równanie działania I4T jest następujące:

$$T = TD \times \left[\frac{100}{\left(I / I_{pickup} \right)^4} \right]$$

Równanie resetowania wg I4T to:

$$T_{RESET} = TD \times \left[\frac{100}{\left(I / I_{pickup} \right)^4} \right]$$

gdzie:

- T = czas działania (w sekundach)
- TD = ustawienie wybierania czasu
- I = mierzony prąd
- I_{pickup} = wartość progowa prądu oraz
- T_{RESET} = czas resetowania w sekundach

6.2.1.7 RÓŻNICE MIĘDZY STANDARDAMI PÓŁNOCNOAMERYKAŃSKIMI A EUROPEJSKIMI

Krzywe IEEE i amerykańskie mają inne ustawienia od krzywych IEC/UK dotyczących ustawień czasu. Ustawienie mnożnika czasu (TMS) jest używane do dostosowania czasu działania w krzywych IEC, natomiast w krzywych IEEE/US używane jest ustawienie wybierania czasu. Menu jest ułożone w taki sposób, że jeżeli zostanie wybrana krzywa IEC/UK, ustawienie **I>1 TD** nie jest widoczne – i na odwrót w przypadku ustawienia TMS.

6.2.1.8 KRZYWE PROGRAMOWALNE

Poza standardowymi krzywymi definiowanymi przez różne kraje i organy normalizacyjne istnieje możliwość zaprogramowania niestandardowych krzywych przy użyciu funkcji User Curves (Krzywe użytkownika), które można zaprogramować za pośrednictwem panelu przedniego IED lub w oprogramowaniu EnerVista Configuration (opcja preferowana). Dostępne są 4 krzywe użytkownika. Każda krzywa użytkownika może zostać skonfigurowana w menu **User Curve (n)** dostępnym w ścieżce **SETPOINTS\SYSTEM\USER CURVES DATA**. Oprogramowanie EnerVista Configuration umożliwia tworzenie krzywych na podstawie wzoru lub poprzez wprowadzenie punktów danych, pozwalając użytkownikowi na korzystanie ze standardowej krzywej jako odniesienia. Jeżeli wybranym trybem wprowadzania jest panel przedni urządzeń IED, krzywa jest tworzona poprzez wprowadzanie ręczne punktów danych krzywej.

Krzywe użytkownika pozwalają na dokładniejsze dopasowanie charakterystyki wytrzymałości sprzętu elektrycznego niż krzywe standardowe.

6.2.2 ZASADY IMPLEMENTACJI

Zakres produktów zabezpieczających zapewnia szeroką gamę funkcji zabezpieczających. Pomimo zapewnionej różnorodności funkcji istnieje wiele cech wspólnych sposobu wdrażania wielu funkcji zabezpieczających. Ważne jest, aby opisać niektóre z tych podstawowych zasad przed zagłębieniem się w poszczególne funkcje zabezpieczające.

Prostą reprezentację funkcji zabezpieczającej przedstawia poniższy schemat:

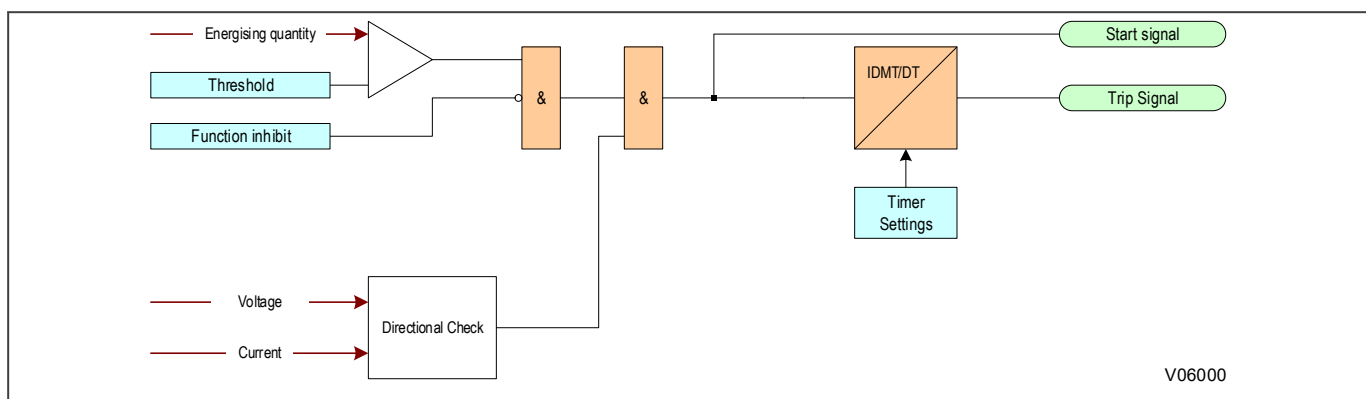


Figure 23: Zasada implementacji funkcji zabezpieczającej

Wielkość zasilająca to albo napięcie wejściowe z przekładnika napięciowego systemu, albo prąd wejściowy z przekładnika prądowego systemu, albo inna wielkość pochodząca z jednego z tych elementów lub obu. Wielkości zasilające są pobierane z systemu elektroenergetycznego. Sygnały są przekształcane na ilości cyfrowe, gdzie mogą być przetwarzane przez wewnętrzny procesor urządzenia IED.

Zasadniczo wielkość zasilająca – prąd, napięcie, moc, częstotliwość czy faza – jest porównywana z wartością progową, która może być ustawiana lub zakodowana na stałe, w zależności od funkcji. Jeśli ta wielkość przekroczy (w przypadku zawyżenia) wartość progową lub spadnie poniżej niej (w przypadku zaniżenia), wytwarzany jest sygnał, który po sprzężeniu z różnymi funkcjami hamującymi staje się sygnałem Start dla tej funkcji zabezpieczającej. Sygnał Start jest udostępniany edytorowi równań Flexlogic do dalszego przetwarzania. Przechodzi także przez funkcję timera, aby wydać sygnał wyzwolenia zabezpieczenia. Funkcją timera może być krzywa IDMT lub określona zwłoka czasowa w zależności od funkcji. Timer można skonfigurować, wprowadzając szereg ustawień definiujących takie parametry, jak typ krzywej, ustawienie mnożnika czasu, stałe IDMT, określona zwłoka czasowa itd.

W produktach firmy GE Vernova zazwyczaj występuje kilka niezależnych etapów dla każdej z funkcji, a w przypadku funkcji trójfazowych zazwyczaj istnieją niezależne etapy dla każdej z trzech faz.

Elementy zabezpieczające PTOC korzystają z funkcji timera odwrotnego określonego czasu minimalnego (IDMT) oraz funkcji timera czasu określonego (DT). Jeżeli zwłoka czasowa DT jest ustawiona na „0”, funkcja nazywana jest „chwilową”. W wielu przypadkach termin „ochrona chwilowa” używany jest luźno w kontekście opisywania etapów zabezpieczenia określonych czasowo, nawet jeśli dany etap teoretycznie nie jest chwilowy.

Wiele funkcji zabezpieczających wymaga decyzji zależnej od kierunku. Takie funkcje można implementować tylko wtedy, kiedy dostępne są dane wejściowe prądu i napięcia. W przypadku tych funkcji wymagana jest kontrola kierunkowa, której wyjście może blokować sygnał Start, jeżeli kierunek zwarcia będzie niewłaściwy.

Uwaga:

W schematach logicznych i tekstach opisowych wystarczy wykazać tylko pierwszy etap, ponieważ zasady budowy kolejnych etapów zazwyczaj są takie same (albo bardzo podobne). Jeżeli występują różnice funkcji na różnych etapach, jest to wyraźnie zaznaczone.

6.2.2.1 ZATRZYMANIE TIMERA

Zatrzymanie timera jest dostępne w przypadku etapów z funkcją IDMT i jest sterowane przez ustawienia resetowania timera dla poszczególnych etapów (np. **I>1 tReset**, **I>2 tReset**). Te wartości nie są widoczne na krzywych IEEE/US, jeżeli została wybrana charakterystyka odwrotnego czasu resetowania, ponieważ w tym przypadku czas resetowania jest określany według ustawienia wybierania czasu (TDS).

Ta funkcja może być przydatna przy określonych zastosowaniach, na przykład podczas sortowania za pomocą elektromechanicznych przekładników nadprądowych po stronie zasilania, które mają nieodłączną zwłokę czasową resetowania. Jeżeli wartość zatrzymania timera zostanie ustawiona na wartość inną niż zero, resetowanie timerów elementu zabezpieczającego zostanie opóźnione o ten okres. To pozwala elementowi zachowywać się podobnie

jak przekaźnik elektromechaniczny. Jeżeli wartość zatrzymania timera zostanie ustawiona na wartość zero, timer zabezpieczenia nadprądowego dla tego etapu zresetuje się natychmiast, gdy tylko prąd spadnie poniżej określonej wartości procentowej ustawienia prądu (zazwyczaj 95%).

Inna sytuacja, w której można użyć funkcji zatrzymania timera w celu skrócenia czasu eliminacji zwarcia, to zwarcia przerywane. Takie zwarcie może wystąpić na przykład w kablu izolowanym tworzywem sztucznym. Przy tym zastosowaniu istnieje możliwość, że energia zwarcia spowoduje stopienie i ponowne uszczelnienie izolacji kabla, w ten sposób gasząc zwarcie. Ten proces powtarza się, aby impulsy prądu zwarcowego następowały po sobie, przy czym każdy o dłuższym czasie trwania ze zmniejszającymi się odstępami między impulsami do momentu, aż zwarcie stanie się stałe.

Jeżeli czas resetowania jest chwilowy, urządzenie będzie się resetować kilkakrotnie i nie będzie w stanie wyzwolić zabezpieczenia do momentu, aż zwarcie stanie się stałe. Używając funkcji zatrzymania timera, urządzenie zintegruje impulsy prądu zwarcowego, co skraca czas eliminacji zwarcia.

6.2.3 ZASTOSOWANIE USTAWIENIA FUNCTION (FUNKCJA)

Ustawienie Function (Funkcja) obejmuje opcje *Disabled* (Wył.), *Trip*, *Latched Trip*, *Alarm* (Wyzwolenie zabezpieczenia, zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia, alarm), *Latched Alarm* (Alarm zablokowany) lub *Configurable* (Do konfiguracji) i jest dostępne w większości elementów. Wybór dowolnej opcji spośród *Trip*, *Latched Trip*, *Alarm* (Wyzwolenie zabezpieczenia, zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia, alarm), *Latched Alarm* (Alarm zablokowany) lub *Configurable* (Do konfiguracji) włącza dany element.

Po wybraniu funkcji **Alarm** i zadziałaniu elementu zabezpieczającego dioda „ALARM” będzie migać i samoczynnie się zresetuje, gdy warunki zadziałania zostaną wyeliminowane.

Gdy wybrana zostanie funkcja **Latched Alarm** (Alarm zablokowany) i ten element zadziała, dioda „ALARM” będzie migać podczas działania elementu i będzie świecić światłem stałym, gdy warunki zadziałania zostaną wyeliminowane. Diodę „ALARM” można zwolnić poleceniem resetowania. Przełącznik wyjściowy nr 1 „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) nie będzie działać, jeżeli wybrano ustawienie Latched Alarm (Alarm zablokowany) lub Alarm. Przełącznik wyjściowy nr 1 „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) można skonfigurować do działania przy użyciu operandów wyjściowych elementu oraz edytora równań FlexLogic.

Przełącznik wyjściowy nr 1 „Trip” (Wyzwolenie zabezpieczenia) będzie działać tylko wówczas, gdy wybrana została funkcja **Trip** (Wyzwolenie zabezpieczenia) lub **Latched Trip** (Zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia) i ten element zadziała. Dioda „ALARM” nie zapali się, jeżeli element zadziała przy ustawieniu funkcji **Trip** (Wyzwolenie zabezpieczenia) lub **Latched Trip** (Zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia).

Gdy zostanie wybrana funkcja **Configurable** (Do konfiguracji), ani wyjście wyzwolenie zabezpieczenia, ani dioda ALARM nie włączą się automatycznie. Należy je skonfigurować za pomocą przeznaczonych do tego menu, operandów FlexLogic oraz edytora równań Flexlogic.

6.3 FAZOWE ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE

Zwarcia prądu fazowego to zwarcia, w przypadku których prąd zwarciový przepływa między dwiema lub większą liczbą faz układu zasilania. Prąd zwarciový może występować tylko między przewodami fazowymi lub między przynajmniej dwoma przewodami fazowymi a uziemieniem.

Chociaż nie są tak powszechne jak zwarcia doziemne (pojedyncza faza do uziemienia), zwarcia fazowe są zazwyczaj poważniejsze.

6.3.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO FAZOWEGO

Czasowe zabezpieczenie nadprądowe (PTOC) fazowe konfiguruje się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION \GROUP [1-6\CURRENT PROT.\PHASE TOC**

Chwilowe zabezpieczenie nadprądowe (PIOC) fazowe konfiguruje się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION \GROUP [1-6\CURRENT PROT.\PHASE IOC**

Produkt zapewnia oddzielne trójfazowe czasowe zabezpieczenie nadprądowe i sześciofazowe chwilowe zabezpieczenie nadprądowe, z których każde ma niezależną charakterystykę zwłoki czasowej. Ustawienia są niezależne dla każdego etapu, ale w przypadku każdego etapu ustawienia dotyczą wszystkich faz.

Każdy etap PTOC umożliwia wybór charakterystyki działania i resetowania. Dostępne są następujące opcje:

- Szereg krzywych IDMT (Inverse Definite Minimum Time) opartych na standardach IEC i IEEE
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- Charakterystyka DT (czas określony)

W przypadku etapu 1 PTOC osiąga się to dzięki następującym ustawieniom:

- **I>1 Curve** dla charakterystyki działania zabezpieczenia nadprądowego
- **I>1 Kas. Char.**, jeżeli jest dostępna, zgodnie z wyborem ustawienia **I>1 Curve** dla charakterystyki resetowania nadprądowego

Nazwy ustawień innych etapów są zgodne z tymi samymi zasadami.

W przypadku etapu 1 PIOC nie ma charakterystyki działania czy resetowania, ale są poziomy pobudzenia prądu (ustawienie prądu), czas resetu i zwłoki czasowe:

- **Nastawa I>1** dla poziomu pobudzenia nadprądowego
- **I>1 tRESET** dla czasu resetowania nadprądowego
- **Czas zwł. tI>1** dla zwłoki czasowej zabezpieczenia nadprądowego

Nazwy ustawień innych etapów są zgodne z tymi samymi zasadami.

6.3.2 LOGIKA NIEKIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO

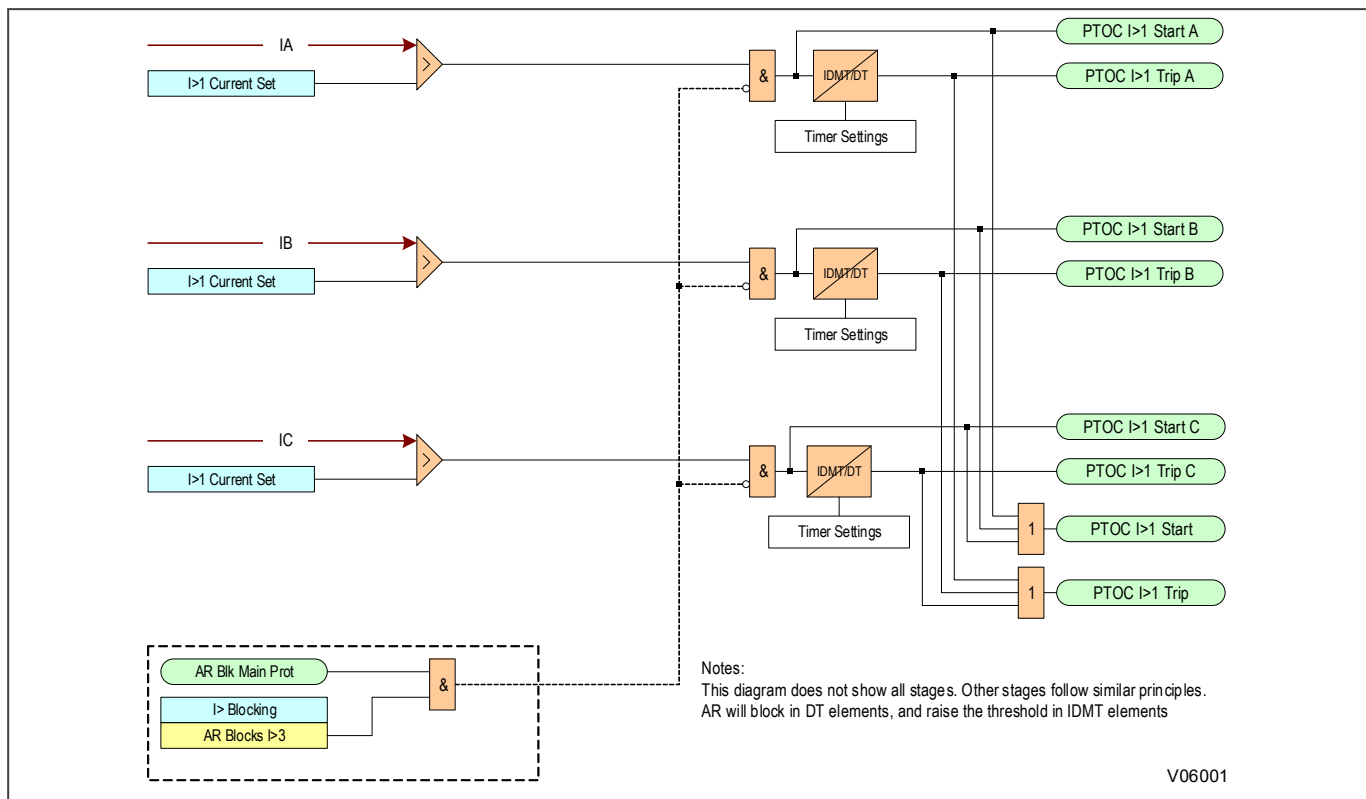


Figure 24: Logika niekierunkowego zabezpieczenia nadprądowego

Moduły nadprądowe fazowe są detektorami poziomu, które wykrywają, gdy wartość prądu przekracza ustawioną wartość progową. Gdy do tego dojdzie, generowany jest sygnał Start, chyba że zostanie wstrzymany przez sygnał blokujący. Sygnał Start inicjuje moduł timera, który można skonfigurować jako timer IDMT lub DT dla PTOC lub timer DT dla PIOC. Sygnał Start jest także dostępny do użycia w edytorze równań FlexLogic. Dla każdego etapu dostępne są trzy moduły wykrywania wzrostu napięcia fazy, po jednym dla każdej fazy. Trzy sygnały Start z każdej z tych faz są łączone w jeden trójfazowy sygnał Start.

Timer można skonfigurować za pomocą kilku ustawień w zależności od tego, który typ krzywej wybrano.

Na przykładzie etapu 1:

I>1 TD to ustawienie mnożnika czasu pozwalające dostosować czas działania krzywych IEEE M/V/E Inverse, US Inverse/Short Time, ANSI E/V/N/M Inverse, IAC E/V/N/S Inverse, I2T lub I4T.

Uwaga:

Ustawienie **I>1 TD** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie krzywej zostaną wybrane krzywe IDMT IEEE/US/ANSI/IAC/I2T/I4T

I>1 TMS to ustawienie mnożnika czasu pozwalające dostosować czas działania IEC S/V/E Inverse, UK Long Time Inverse, FR Short Time, Rectifier lub Standard Inverse (1,3 s).

Uwaga:

Ustawienie **I>1 TMS** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** zostaną wybrane krzywe IEC/UK IDMT, Rectifier/Standard inverse.

Ustawienie **I>1 k (RI)** określa stałą TMS, aby dostosować czas działania do krzywej RI.

Uwaga:

Ustawienie **I>1 k (RI)** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** zostaną wybrane krzywe RI.

I>1 MRT to ustawienie minimalnego czasu odpowiedzi pozwalające ustalić minimalny czas działania elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia fazowego. Jeżeli zostanie wybrane ustawienie **I>1 MRT** z wartością inną niż zero, minimalny czas działania elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia fazowego będzie ustalony przez to ustawienie, aby zagwarantować, że czas pracy elementu nigdy nie spadnie poniżej tego ustawienia. Wybrany minimalny czas działania będzie wartością maksymalną pomiędzy wartością krzywej a ustawieniem **I>1 MRT**, w zależności od tego, która wartość jest większa.

Uwaga:

Ustawienie **I>1 MRT** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie krzywej zostanie wybrany dowolny typ krzywej (każdy poza DT).

Uwaga:

Jeżeli ustawienie **I>1 MRT** wynosi zero, ustawienie to zostaje wyłączone i zastosowanie będzie miało tylko czas krzywej.

Ustawienie **I>1 DT Dod** dodaje dodatkową stałą zwłokę czasową do krzywej charakterystyki działania.

Uwaga:

Ustawienie **I>1 DT Dod** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** zostanie wybrany dowolny typ krzywej poza FlexCurves.

Ustawienie **Czas zwł. tI>1** definiuje określoną zwłokę czasową elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia fazowego, gdy wybrano określony czas działania.

Uwaga:

Ustawienie **Czas zwł. tI>1** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** zostanie wybrana krzywa DT (czas określony).

Ustawienie **I>1Kas. Char.** pozwala na wybór określonego (DT) lub odwrotnego czasu resetowania. Jeżeli zostanie wybrany reset **DT**, element czasowego nadprądowego zabezpieczenia fazowego zresetuje się po zwłoce czasowej określonej przez ustawienie **tRESET**. Jeżeli zostanie wybrany reset **Inverse** (odwrotny), czas do zresetowania jest obliczany na podstawie równania resetowania dla wybranej krzywej odwrotnej.

Jeżeli do charakterystyki działania wykorzystywana jest krzywa długotrwale odwrotna UK, prostownik, krótkotrwale odwrotna FR lub RI, przy charakterystyce resetowania zawsze zalecane jest użycie DT.

Wyjściami modułów timera są jednofazowe sygnały wyzwolenia zabezpieczenia. Sygnały te są łączone w jeden i tworzą trójfazowy sygnał wyzwolenia zabezpieczenia. Sygnał wyzwolenia zabezpieczenia jest także dostępny w edytorze równań Flexlogic.

W przypadku bliskich zwarc trójfazowych wszystkie trzy napięcia spadną do zera i nie będzie obecne żadne normalne napięcie fazowe. Z tego powodu urządzenia wyposażono w funkcję polaryzacji, która przechowuje informację o napięciu przedzwarciowym oraz utrzymuje jego podawanie na kierunkowe elementy nadprądowe przez 3 cykle. W ten sposób zapewnione jest działanie zarówno szybkich, jak i zwłocznych kierunkowych elementów nadprądowych, nawet w razie gwałtownego spadku napięcia trójfazowego.

6.3.3 ELEMENT KIERUNKOWY

W przypadku gdy prąd zwarciaowy może popłynąć w obu kierunkach przez miejsce zastosowania zabezpieczenia, konieczne jest zastosowanie kierunkowych elementów nadprądowych, które pozwolą określić kierunek zwarcia. Po określeniu kierunku urządzenie może zdecydować, czy zezwolić na wyłączenie czy je zablokować. Aby określić kierunek zwarcia nadprądowego fazowego, urządzenie musi porównać kąt fazowy prądu zwarciaowego ze znaną wielkością odniesienia. Kąt fazowy tej znanej wielkości odniesienia musi być niezależny od fazy zwartej. Zazwyczaj będzie to napięcie sieciowe pomiędzy pozostałymi dwiema fazami.

Fazowe elementy inteligentnych urządzeń elektronicznych zabezpieczające przed zwarciami są wewnętrznie spolaryzowane biernymi napięciami międzyfazowymi, jak pokazano w poniższej tabeli.

Faza zabezpieczenia	Prąd zadziałania	Napięcie polaryzacyjne
Faza A	IA	UBC
Faza B	IB	VCA
Faza C	IC	UAB

W stanie zwarcia instalacji wektor prądu zwarciaowego jest opóźniony względem znamionowego napięcia fazowego o kąt zależny od stosunku X/R instalacji. Dlatego też IED musi pracować z maksymalną czułością na prądy z tego obszaru. W tym celu używa się ustawienia kąta charakterystyki przekaźnika (RCA). Jest to kąt, o jaki prąd doprowadzany do inteligentnego urządzenia elektronicznego musi zostać przesunięty względem napięcia przyłożonego do inteligentnego urządzenia elektronicznego, aby uzyskać maksymalną czułość.

Kąt charakterystyki można ustawiać niezależnie dla każdego etapu. Na przykład dla etapu 1 PTOC byłoby to ustawienie **I>1 Char Angle**. Kąty charakterystyki można ustawić na dowolną wartość z zakresu od -0° do $+359^\circ$.

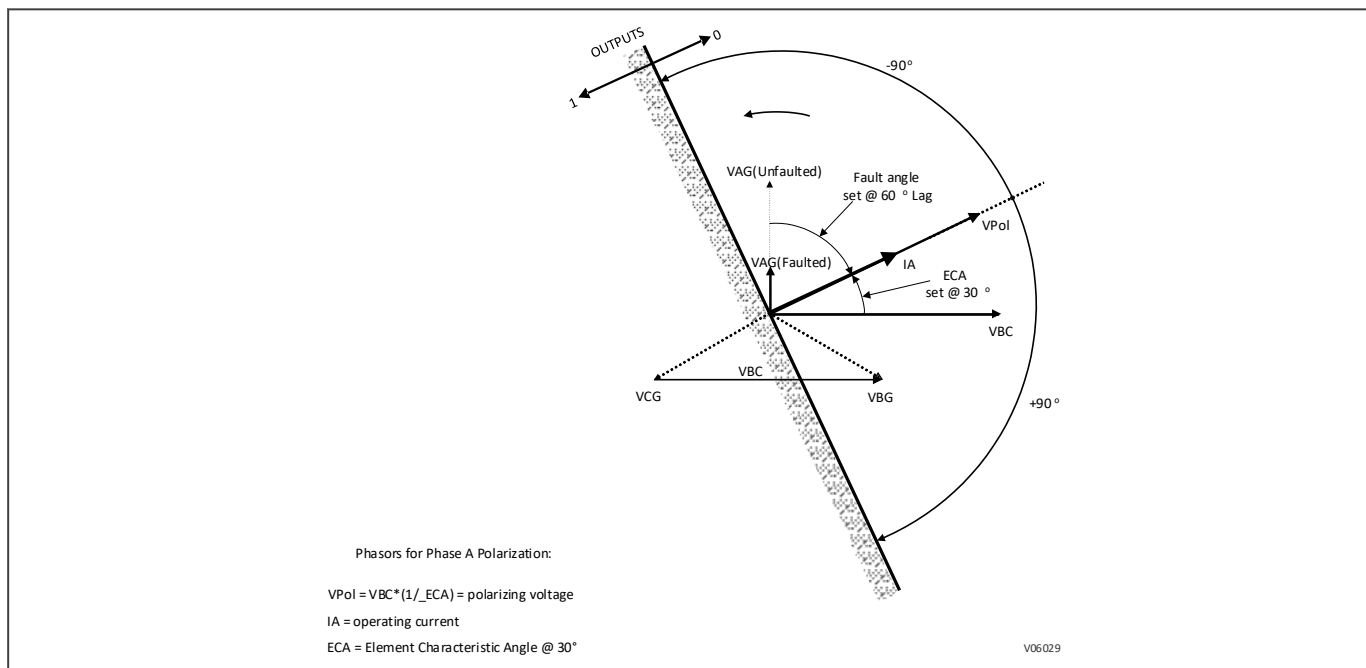


Figure 25: Kierunkowe kąty wyzwolenia zabezpieczenia

6.3.4 LOGIKA KIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO

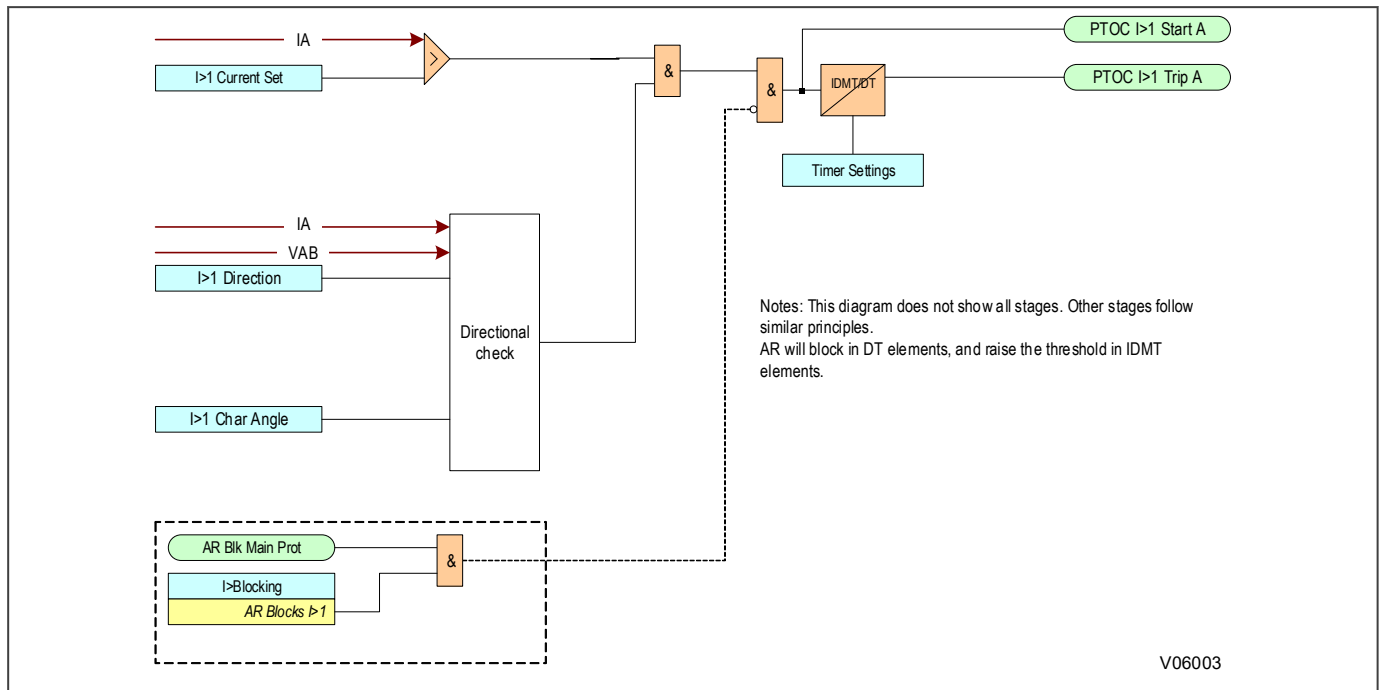


Figure 26: Logika kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego (tylko faza A)

Uwaga:

Funkcja kierunkowa jest dostępna tylko dla P14D.

6.3.5 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.3.5.1 LINIE RÓWNOLEGŁE

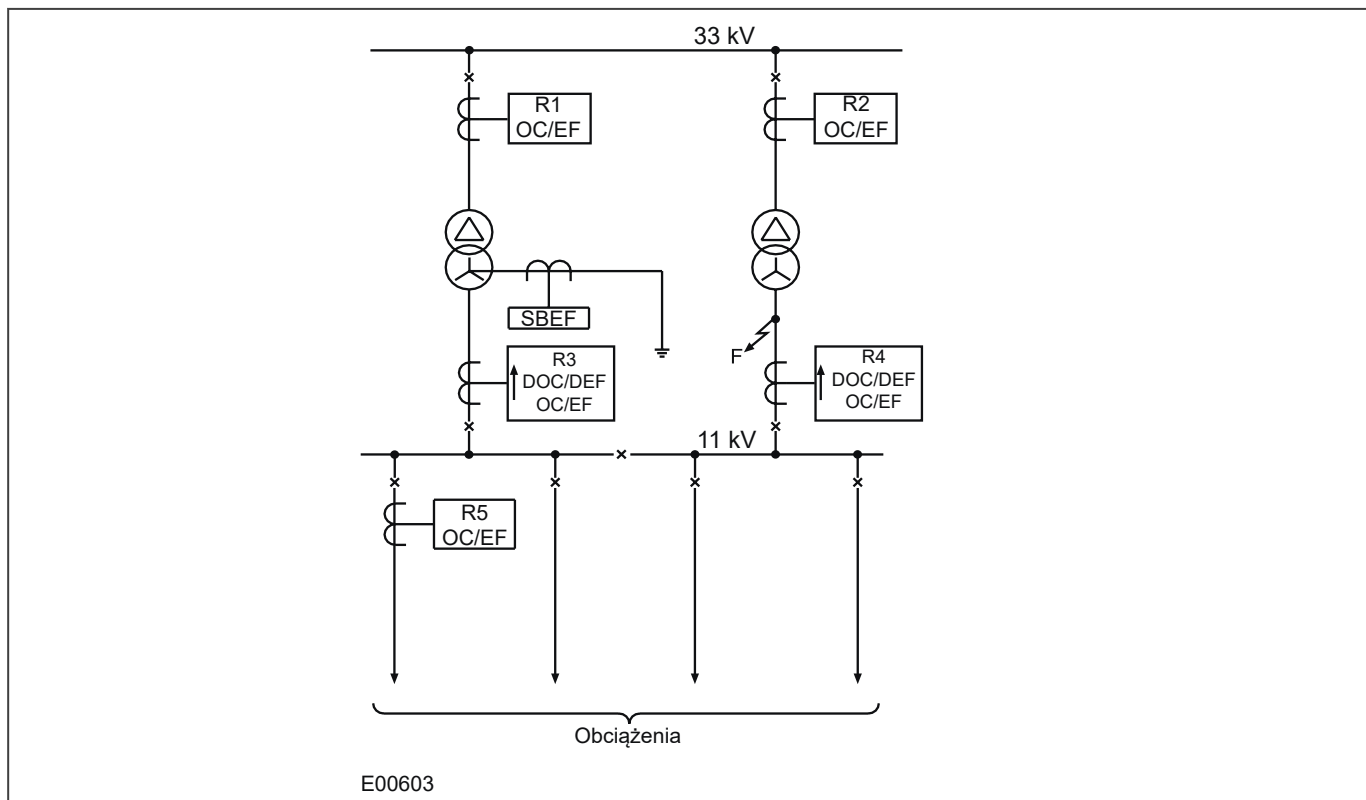


Figure 27: Typowy system dystrybucji korzystający z przekładników równoległych

W zastosowaniu przedstawionym na tym schemacie zwarcie przy „F” mogło skutkować zadziałaniem zarówno R3, jak i R4, skutkującym utratą zasilania szyny zbiorczej 11 kV. Dlatego przy takiej konfiguracji systemu wymagane jest zastosowanie w tych miejscach kierunkowych urządzeń zabezpieczających skonfigurowanych tak, aby były skierowane do przypisanych im przekładników. Wskazane urządzenia powinny skoordynować się z urządzeniami niekierunkowymi, R1 oraz R2, aby zapewnić działanie selektywne podczas warunków zwarcia.

Przy takim zastosowaniu urządzenia R3 i R4 mogą normalnie wymagać niekierunkowych elementów zabezpieczenia nadprądowego w celu zapewnienia ochrony szyny zbiorczej 11 kV, uzupełniając do spełnienia funkcji rezerwowej urządzeń nadprądowych na liniach wychodzących (R5).

Dla tego zastosowania etap 1 zabezpieczenia nadprądowego R3 i R4 ustawiony byłby na niekierunkowy i stopniowany czasowo z R5 przy użyciu odpowiedniej charakterystyki zwłoki czasowej. Następnie etap 2 mógłby być ustawiony na kierunkowy (skierowany wstecz na przekładnik) oraz mieć charakterystykę, która zapewnia odpowiednią koordynację z R1 oraz R2. Kierunkowość każdego z etapów nadprądowych można ustawić w ustawieniach (**Kierunek I>1**) jako *FWD* (do przodu) lub *REV* (do tyłu). Ustawienia kierunkowe (kąt RCA itd.) ustawia się w różnych menu kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego dostępnych dla poszczególnych etapów zabezpieczenia nadprądowego. Kierunek każdego etapu zabezpieczenia nadprądowego [niekierunkowy, w przód (FWD), w tył (REV)] ustawia się w ustawieniach każdej z funkcji zabezpieczenia nadprądowego (**I>1 Direction**).

Uwaga:

Zasady dotyczące zastosowania przekładników równoległych mają zastosowanie także do linii zwykłych, które działają równolegle.

6.3.5.2 UKŁAD PIERŚCIENIOWY

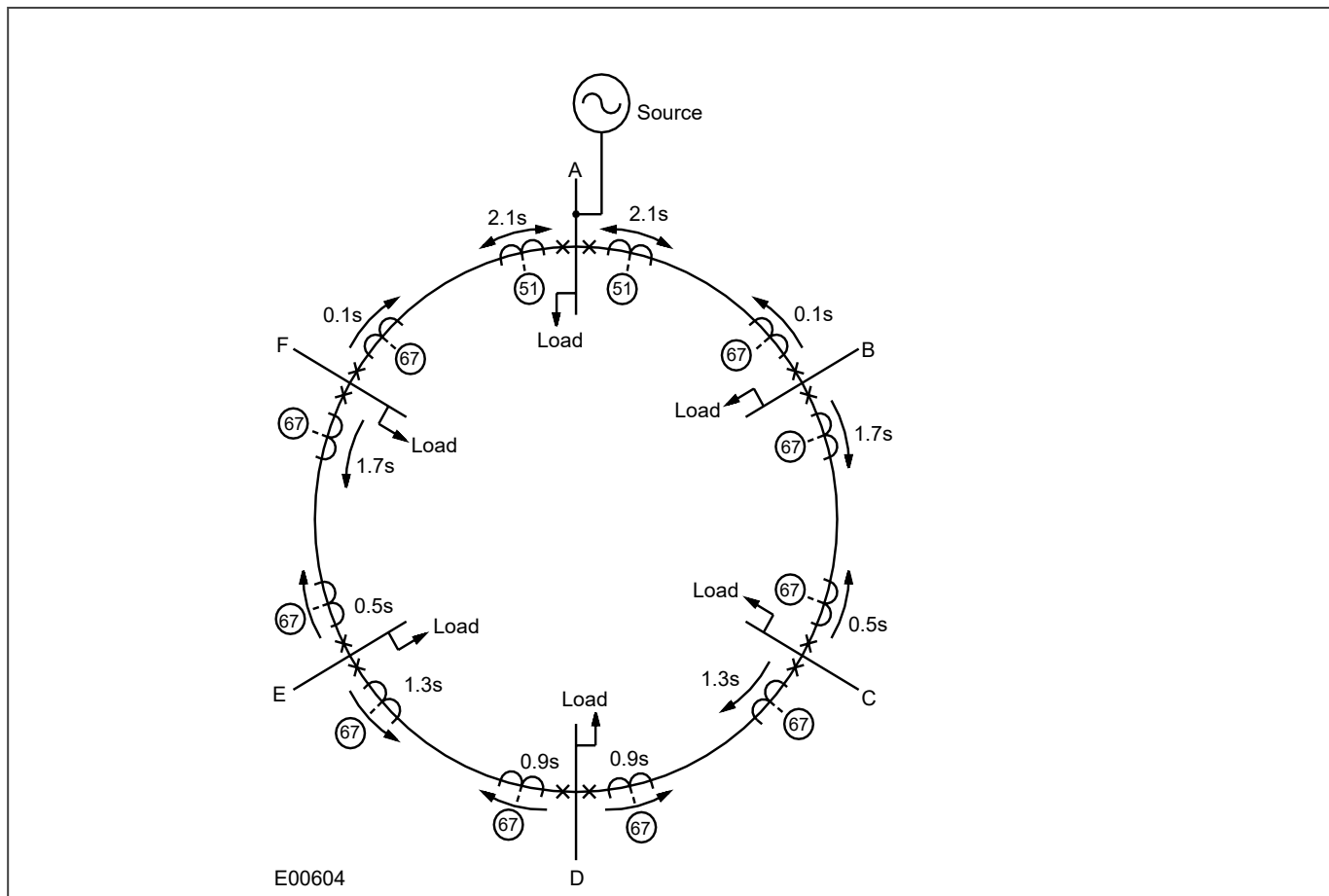


Figure 28: Typowy układ pierścieniowy z powiązaniem zabezpieczeniem nadprądowym

W układzie pierścieniowym prąd może przepływać w dowolnym kierunku przez różne urządzenia, dlatego w celu osiągnięcia poprawnego rozróżnienia wymagane jest zastosowanie kierunkowych urządzeń nadprądowych.

Normalna procedura stopniowania urządzeń nadprądowych zabezpieczających układ pierścieniowy wiąże się z przyjęciem, że pierścień jest otwarty w punkcie zasilania i stopniowanie urządzeń najpierw w kierunku zgodnym z ruchem wskazówek zegara, a następnie przeciwnym do ruchu wskazówek zegara. Strzałki pokazane w różnych miejscach położenia urządzenia przedstawiają kierunek działania do przodu poszczególnych urządzeń (tj. urządzenia kierunkowe są skierowane do linii, którą zabezpieczają).

Schemat przedstawia typowe ustawienia czasu (przy założeniu, że zastosowana została koordynacja według czasu określonego), na którym można zauważyć, że ewentualne zwarcia na połączeniach między stacjami są eliminowane selektywnie przez urządzenia na każdym końcu linii.

Każdy z etapów nadprądowych można skonfigurować jako kierunkowy i skoordynowany, ale należy pamiętać, że charakterystyka IDMT nie jest dostępna na wszystkich etapach.

6.3.5.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Do obliczeń niezbędnych ustawień prądu i czasu należy zastosować standardowe zasady. Przykład przedstawiony poniżej pokazuje typowe obliczenie ustawień i opisuje, jak są one stosowane.

Przykład dotyczy urządzenia zasilającego rozdzielnicę NN przy następujących założeniach:

- Przekładnia prądowa = 500/1
- Prąd przy pełnym obciążeniu obwodu = 450 A
- Najwolniejsze zabezpieczenie po stronie powrotu = bezpiecznik 100 A

Ustawienie prądu na urządzeniu musi uwzględniać prąd maksymalnego obciążenia oraz współczynnik resetowania, dlatego:

wartość **I_p** musi być większa niż: $450 / 0,95 = 474 \text{ A}$.

Wymagane ustawienie prądu pierwotnego wynosi 475 A.

Następnie należy wybrać odpowiednią charakterystykę zwłoki czasowej. Podczas koordynacji z bezpiecznikami po stronie powrotu zastosowana charakterystyka powinna być ściśle dopasowana do charakterystyki bezpiecznika. Dlatego przy założeniu użycia koordynacji IDMT normalnie wybrana zostałaby charakterystyka ekstremalnie odwrotna (EI). Można ją znaleźć w ustawieniu **I>1 Curve** jako *IEC E Inverse*.

Na koniec należy obliczyć odpowiednie ustawienie mnożnika czasu (TMS) i wprowadzić je w ustawieniu **I>1 TMS**.

6.3.5.4 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (ELEMENT KIERUNKOWY)

Zastosowane ustawienia prądu dla urządzeń kierunkowych zabezpieczenia nadprądowego są uzależnione od zastosowania. W układzie linii równoległych prąd obciążenia zawsze przepływa w kierunku niepracującym. Stąd ustawienie prądu może być niższe niż wartość znamionowa pełnego obciążenia obwodu.

Stosując kierunkowe zabezpieczenie nadprądowe na końcu odbiorczym linii równoległych, należy przestrzegać pewnych ograniczeń konfiguracyjnych. Te minimalne ustawienia bezpieczeństwa mają zagwarantować, że nie dojdzie do niepożądanego wyzwolenia zabezpieczenia podczas eliminacji źródła zwarcia. W przypadku obciążenia systemu liniowego ustawienia są następujące:

Zalecamy zastosowanie następujących ustawień, aby zagwarantować, że nie dojdzie do niewłaściwego działania:

- Równoległe linie zwykłe: ustawić na 50% wartości prądu obciążenia przedzwarcowego
- Równoległe linie z transformatorem: ustawić na 87% wartości prądu obciążenia przedzwarcowego

Przy zastosowaniu układu pierścieniowego prąd obciążenia może przepływać w dowolnym kierunku. Ustawienie prądu musi być wyższe od maksymalnego prądu obciążenia.

Wymagane ustawienia kąta charakterystyki dla urządzeń kierunkowych zależą od zastosowania. Zalecamy następujące ustawienia:

- Zwykłe linie lub zastosowania z punktem uziemienia za miejscem położenia urządzenia powinny korzystać z ustawienia kąta RCA +30°.
- Linie z transformatorem lub zastosowania ze źródłem składowej kolejności zerowej przed miejscem położenia urządzenia powinny korzystać z ustawienia kąta RCA +45°.

Choć można ustawić kąt RCA tak, aby był dokładnie dopasowany do kąta zwarcia systemu, zalecamy przestrzeganie powyższych wytycznych, gdyż te ustawienia zapewniają zadowalające działanie i stabilność w szerokim zakresie warunków systemu.

6.4 ELEMENT NADPRĄDOWY ZALEŻNY OD NAPIĘCIA

Schemat zabezpieczenia nadprądowego jest skoordynowany w całym systemie w taki sposób, aby osiągnąć pracę kaskadową. To oznacza, że jeżeli z jakiegoś powodu wyłącznik po stronie powrotu nie spowoduje wyzwolenia zabezpieczenia w warunkach zwarcia, kolejny wyłącznik po stronie zasilania powinien wyzwolić zabezpieczenie.

Jednak w przypadku gdy długie linie są chronione przez zabezpieczenie nadprądowe, wykrycie zwarć międzyfazowych może być trudne z uwagi na to, że pobudzenie prądu elementów zabezpieczenia nadprądowego fazowego musi być ustawione powyżej maksymalnego prądu obciążenia, co ogranicza czułość minimalną.

Jeżeli prąd widziany przez urządzenie lokalne dla warunku zwarcia dalekiego jest niższy niż ustawienie zabezpieczenia nadprądowego, można użyć elementu zależnego od napięcia w celu zwiększenia wrażliwości na takie zwarcia. Ze względu na to, że podczas warunków nadprądowych nastąpi spadek napięcia w systemie, może to zostać wykorzystane do zwiększenia czułości zabezpieczenia nadprądowego przez zmniejszenie poziomu pobudzenia.

Urządzenia zabezpieczenia nadprądowego zależne od napięcia są często stosowane jako zabezpieczenie generatorów, aby zapewnić odpowiednią wrażliwość na warunki zwarć bliskich. Charakterystyka zwarcia tego zabezpieczenia musi następnie skoordynować się z dowolnym z urządzeń zabezpieczenia nadprądowego po stronie powrotu, które reagują na warunki spadku prądu. Oznacza to, że jeżeli urządzenie ma być zastosowane na linii wychodzącej ze stacji generatora, użycie zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia na urządzeniu liniowym może pozwolić na lepszą koordynację z urządzeniem zależnym od napięcia na generatorze.

Uwaga:

Element nadprądowy zależny od napięcia jest dostępny tylko w P14D.

6.4.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO ZALEŻNEGO OD NAPIĘCIA

Zabezpieczenie nadprądowe zależne od napięcia (**V Dep OC**) ustawia się w **Phase TOC** (czasowe zabezpieczenie nadprądowe fazowe).

Funkcja ta jest dostępna na każdym etapie **PTOC**. Po włączeniu **I>1 V Dep OC** ustawienie zabezpieczenia nadprądowego jest modyfikowane, gdy napięcie spada poniżej wartości granicznych ustawionych w ustawieniach zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia.

Jeżeli zostanie wybrane działanie zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia, element można ustawić na jeden z dwóch trybów: zabezpieczenie nadprądowe sterowane napięciem lub zabezpieczenie nadprądowe ograniczane napięciem.

6.4.1.1 ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE STEROWANE NAPIĘCIEM

W trybie działania sterowanego napięciem (VCO) detektor podnapięcia jest używany do wytworzenia zmiany kroku w ustawieniu prądu, gdy napięcie spadnie poniżej ustawienia napięcia **V Dep OC V<1**. Charakterystyka działania ustawienia prądu przy wyborze trybu sterowania napięciem wygląda następująco:

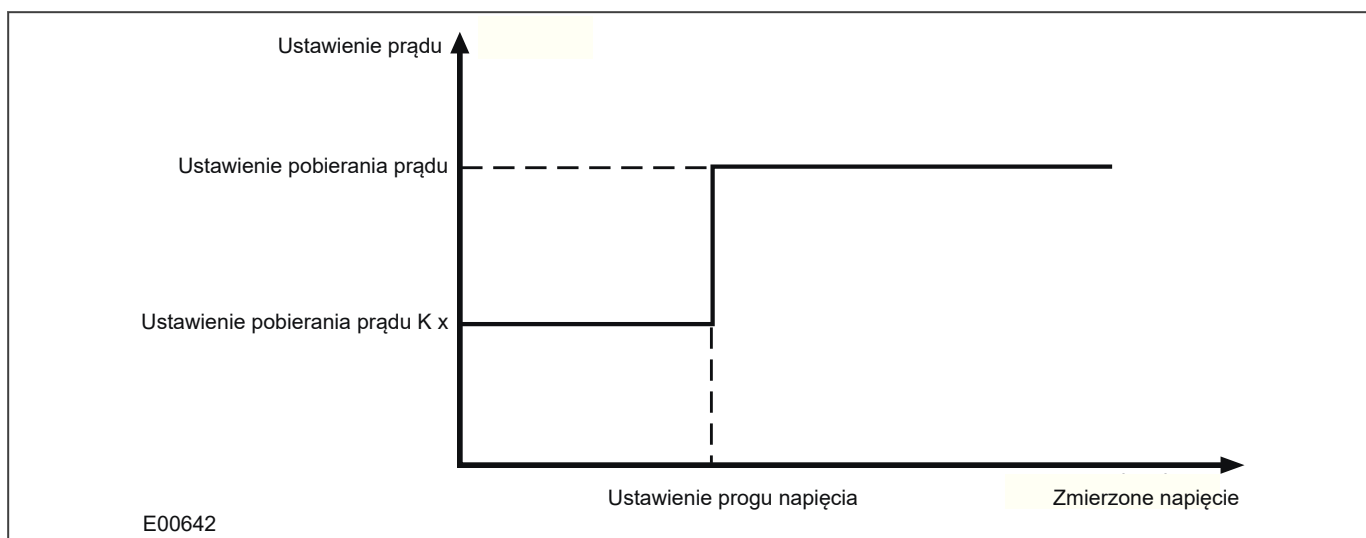


Figure 29: Modyfikacja poziomu pobudzenia prądu dla zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia

6.4.1.2 ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE OGRANICZONE NAPIĘCIEM

W trybie działania ograniczonego napięciem (VRO) efektywny prąd roboczy elementu zabezpieczającego ciągle się zmienia wraz ze zmianą napięcia pomiędzy dwoma progami napięcia. Ten tryb zabezpieczenia jest uważany za lepiej dopasowany do sytuacji, gdy generator jest podłączony do systemu przez transformator generatora.

Dzięki pośredniemu połączeniu z generatorem stałe zwarcie międzyfazowe na lokalnej szynie zbiorczej będzie skutkować jedynie częściowym spadkiem napięcia międzyfazowego przy zaciskach generatora.

Ustawienie prądu ograniczonego napięciem jest powiązane z mierzonym napięciem w następujący sposób:

- Jeżeli V jest większe niż $V<1$, ustawienie prądu wynosi $(I_s) = I>$
- Jeżeli V jest większe niż $V<2$, ale mniejsze niż $V<1$, ustawienie prądu wynosi $(I_s) =$

$$KI > + (I > -KI) \frac{V - V < 2}{V < 1 - V < 2}$$

- Jeżeli V jest mniejsze niż $V<2$, ustawienie prądu wynosi $(I_s) = K \cdot I>$

gdzie:

- $I>$ = ustawienie etapu zabezpieczenia nadprądowego
- I_s = ustawienie prądu przy napięciu V
- V = napięcie przyłożone do elementu IED
- $V<1$ = V Dep OC $V<1$
- $V<2$ = V Dep OC $V<2$

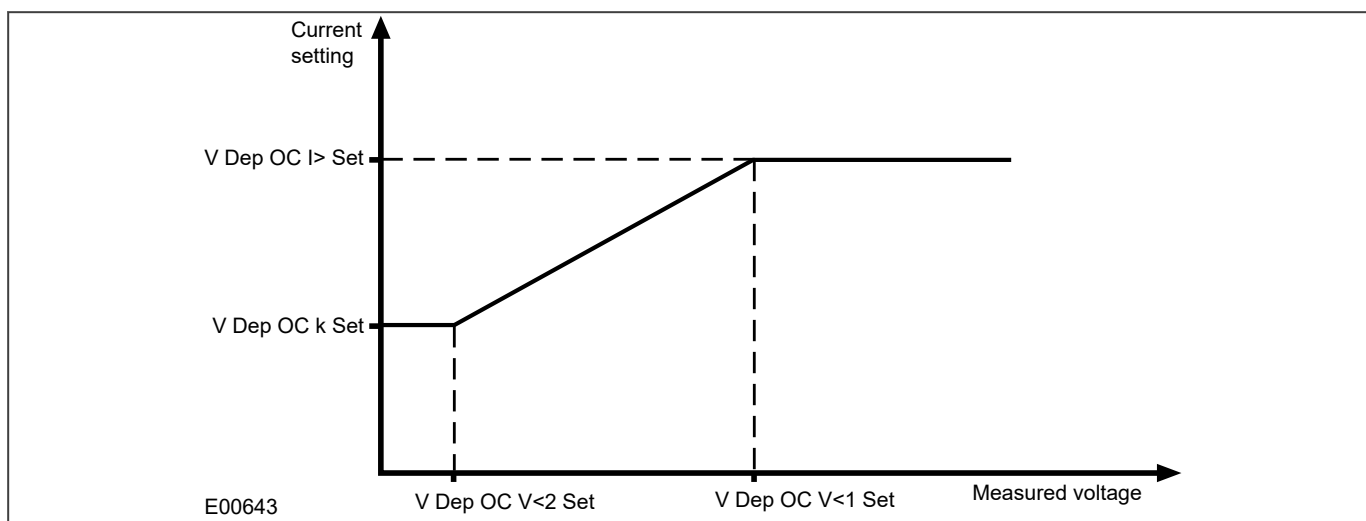


Figure 30: Modyfikacja poziomu pobudzenia prądu dla zabezpieczenia nadprądowego ograniczonego napięciem

6.4.1.3 LOGIKA ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO ZALEŻNEGO OD NAPIĘCIA

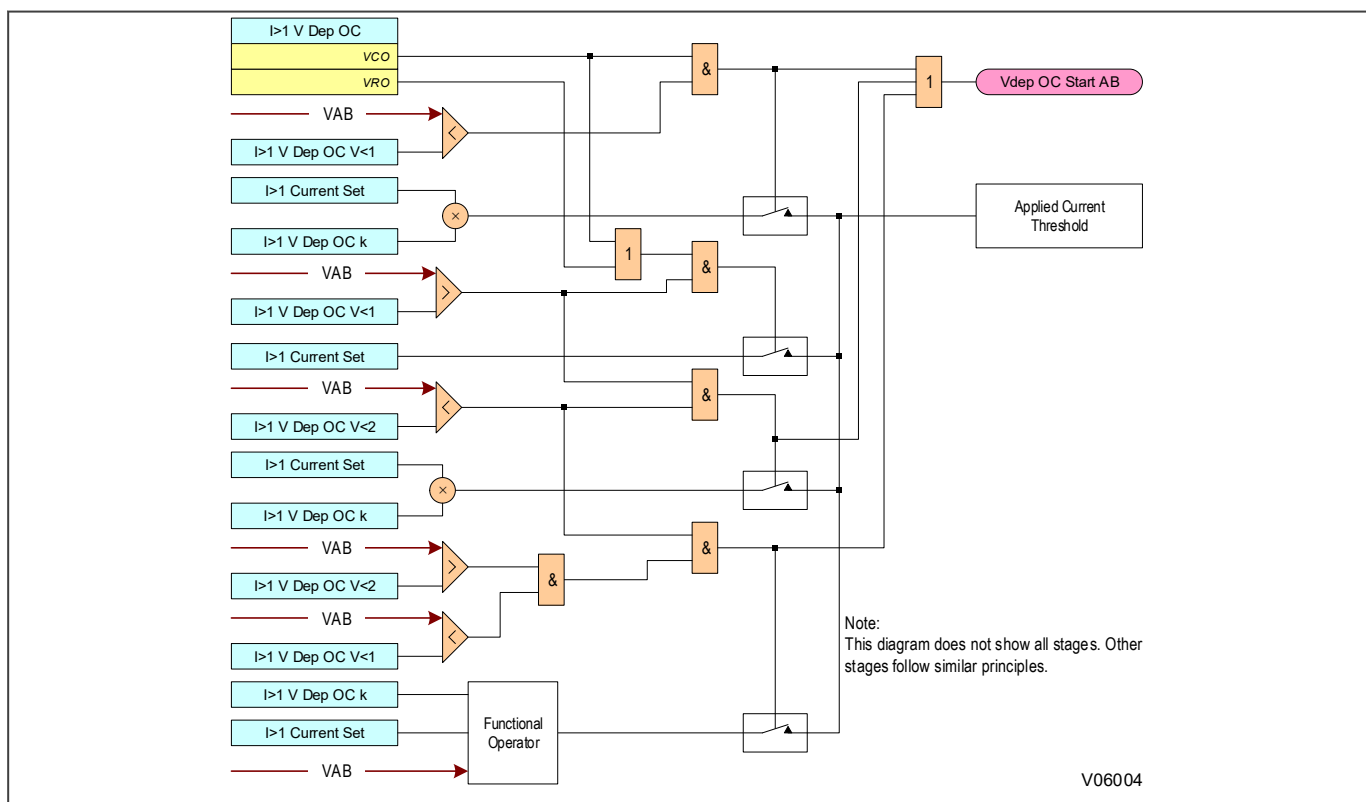


Figure 31: Logika zabezpieczenia nadprądowego zależnego od napięcia (faza A do fazy B)

Ustawienie wartości progowej prądu dla funkcji zabezpieczenia nadprądowego jest określone przez napięcie.

Jeżeli napięcie jest większe niż ustawienie ***I>1 V Dep OC V<1***, używane jest normalne ustawienie zabezpieczenia nadprądowego **Nastawa *I>1***. Dotyczy to obu trybów VCO oraz VRO.

Jeżeli napięcie jest mniejsze niż ustawienie ***I>1 V Dep OC V<1*** ORAZ wybrano tryb VCO, ustawienie zabezpieczenia nadprądowego **Nastawa *I>1*** jest mnożone przez współczynnik określony w ustawieniu ***I>1 V Dep OC k***.

Jeżeli napięcie jest mniejsze niż ustawienie **I>1 V Dep OC V<2** ORAZ wybrano tryb VRO, ustawienie zabezpieczenia nadprądowego **Nastawa I>1** jest mnożone przez współczynnik określony w ustawieniu **I>1 V Dep OC k**.

Jeżeli napięcie mieści się w przedziale ustawień pomiędzy **I>1 V Dep OC V<1** a **I>1 V Dep OC V<2** ORAZ wybrano tryb VRO, na potrzeby ustalenia ustawienia mnoży się wartość zabezpieczenia nadprądowego przez operator funkcyjny.

6.4.2 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.4.2.1 WYTICZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Ustawienie **I>1 V Dep OC k** powinno być na tyle niskie, aby umożliwić zadziałanie w przypadku zwarcia dalekich międzyfazowych, zazwyczaj:

$$k = \frac{I_F}{1.2I} >$$

gdzie:

- I_F = minimalny prąd zwarciový oczekiwany przy zwarcu dalekim
- I = ustawienie prądu fazowego elementu sterowanego VCO

Przykład

Jeżeli urządzenie zabezpieczenia nadprądowego ma ustawienie 160% I_n , ale minimalny prąd zwarciový dla warunku zwarcia dalekiego wynosi jedynie 80% I_n , to wymagany współczynnik k oblicza się w następujący sposób:

$$k = \frac{0.8}{1.6 \times 1.2} = 0.42$$

Wartość progowa napięcia, tj. ustawienie **I>1 V Dep OC V<(n)**, byłaby ustawiona na najniższe napięcie systemu, jakie może wystąpić w normalnych warunkach działania systemu, co jednocześnie zapewnia poprawne wykrycie zwarcia dalekiego.

6.5 ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE REAGUJĄCE NA SKŁADOWĄ PRZECIWNĄ

Przy stosowaniu standardowego fazowego zabezpieczenia nadprądowego konieczne jest ustawianie członów nadprądowych na wartości znacząco wyższe od prądu obciążenia maksymalnego. Ogranicza to czułość członu. Większość układów zabezpieczających wykorzystuje również reagujący na prąd szczytkowy człon ziemnozwarciowy, który poprawia czułość na zwarcia doziemne. Jednakże część zwarć może nie zostać wykryta przez te układy. W takich przypadkach można użyć fazowe człony nadprądowe reagujące na składową przeciwną.

Wszelkie niesymetryczne zwarcia powodują powstawanie składowej przeciwnej prądu. Dlatego człon nadprądowy reagujący na składową przeciwną można użyć zarówno dla zwać międzyfazowych jak i doziemnych.

Zabezpieczenie fazowe nadprądowe reagujące na składową przeciwną charakteryzuje się następującymi zaletami:

- Nadprądowe człony reagujące na składową przeciwną pozwalają uzyskać wyższą czułość na rezystancyjne zwarcia międzyfazowe, na które mogą nie reagować fazowe człony nadprądowe.
- W niektórych przypadkach, z racji takiej a nie innej konfiguracji instalacji prądy szczytkowe mogą nie być wykrywane przez człon reagujący na zwarcia doziemne. Przykładowo, element reagujący na zwarcia doziemne zastosowany po stronie transformatora połączonej w trójkąt nie jest w stanie wykryć zwarć doziemnych strony połączonej w gwiazdę. Jednakże składowa przeciwna prądu będzie obecna po obu stronach transformatora bez względu na rodzaj zwarcia oraz układ połączeń transformatora. A zatem, w celu zapewnienia zwłocznego zabezpieczenia rezerwowego reagującego na wszelkie nie wyłączone zwarcia niesymetryczne dalszej części instalacji można zastosować człon nadprądowy reagujący na składową przeciwną.

6.5.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWĄ PRZECIWNĄ

Zabezpieczenie nadprądowe IDMT/DT reagujące na składową przeciwną wdraża się w ścieżce **Setpoints \Protection\Group [1-6]\Current Prot.\Neg Seq TOC**.

Chwilowe zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną wdraża się w ścieżce **Setpoints \Protection\Group [1-6]\Current Prot.\Neg Seq IOC**.

Ten przekaźnik jest wyposażony w czasowy oraz chwilowy element zabezpieczający nadprądowy reagujący na Składową przeciwną. Czasowy element zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składową przeciwną może być wykorzystywany do ustalenia i eliminacji asymetrii systemu. Wejście do obliczenia prądu składowej kolejności ujemnej jest podstawową wartością fazorową. Przekaznik oblicza wartość prądu składowej kolejności ujemnej $|I_2|$ za pomocą poniższego wzoru:

$$|I_2| = 1/3 * |I_A + I_B*(1 \angle 240^\circ) + I_C*(1 \angle 120^\circ)|$$

$$\text{Neg Seq TOC pickup} = |I_2|$$

Element chwilowego nadprądowego zabezpieczenia reagującego na składową przeciwną może być wykorzystywany do ustalenia i eliminacji asymetrii systemu. Wejście do obliczenia prądu składowej kolejności ujemnej jest podstawową wartością fazorową. Przekaznik oblicza wartość prądu składowej kolejności ujemnej $|I_2|$ za pomocą poniższego wzoru:

$$|I_2| = 1/3 * |I_A + I_B*(1 \angle 240^\circ) + I_C*(1 \angle 120^\circ)|$$

Element ten reaguje na prąd składowej kolejności ujemnej i stosuje ograniczenie składowej zgodnej dla lepszej wydajności. Niewielka część (12,5%) wartości prądu składowej zgodnej jest odejmowana od wartości prądu składowej kolejności ujemnej przy formowaniu ilości roboczej:

$$\text{Neg Seq IOC pickup} = |I_2| - K * |I_1|$$

$$\text{gdzie } K = 1/8 \text{ oraz } |I_1| = 1/3 * |I_A + I_B*(1 \angle 120^\circ) + I_C*(1 \angle 240^\circ)|$$

Ograniczenie składowej zgodnej pozwala na zastosowanie bardziej czułych ustawień przez zrównoważenie nieprzewidywalnych prądów składowej kolejności ujemnej wynikających z:

- niestabilności systemu w warunkach dużego obciążenia
- błędów transformacji przekładnika prądowego (CT) podczas zwarć trójfazowych
- powstawania zwarć i stanów przejściowych wyłączenia podczas zwarć trójfazowych

Produkt ma cztery etapy zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna o niezależnych charakterystykach zwłoki czasowej.

Każdy etap *NEG SEQ TOC* umożliwia wybór charakterystyki działania i resetowania. Dostępne są następujące opcje:

- Szereg standardowych krzywych IDMT (Inverse Definite Minimum Time).
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- DT (Definite Time – czas określony)

W przypadku etapu 1 Neg Seq TOC osiąga się to dzięki następującym ustawieniom:

- **I2>1 Curve** dla charakterystyki działania zabezpieczenia nadprądowego
- **I2>1 Kas. Char.**, jeśli jest dostępna, w zależności od wyboru ustawienia **I>1 Curve**, dla charakterystyki resetowania zabezpieczenia nadprądowego

Nazwy ustawień innych etapów są zgodne z tymi samymi zasadami.

W przypadku etapu 1 **Neg Seq IOC** nie ma ustawień charakterystyki działania czy resetowania, ale są poziomy pobudzenia prądu (Current Set), czas resetu oraz zwłoki czasowe:

- **Nastawa I>1** dla poziomu pobudzenia chwilowego zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna
- **I>1 tReset** dla czasu resetowania chwilowego zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna
- **Czas zwł. tI>1** dla zwłoki czasowej chwilowego zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna

Nazwy ustawień innych etapów są zgodne z tymi samymi zasadami.

6.5.2 LOGIKA NIEKIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ

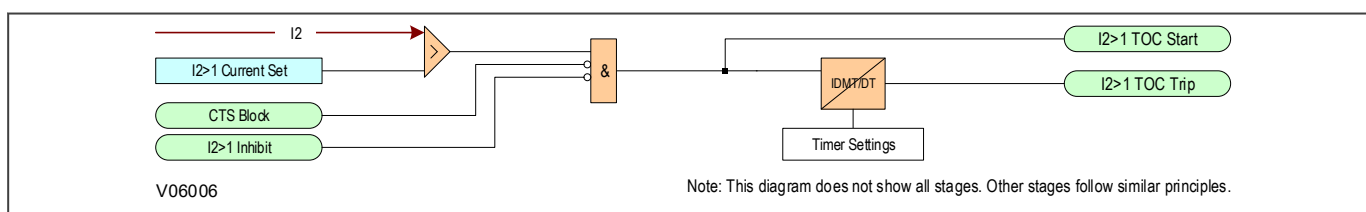


Figure 32: Logika zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna – działanie niekierunkowe

W przypadku zabezpieczenia nadprądowego fazowego reagującego na składowa przeciwna wielkość zasilająca **I2** jest porównywana z wartością napięcia granicznego **I2>1 Current Set**. Jeżeli wartość przekracza to ustawienie, generowany jest sygnał Start pod warunkiem, że nie ma żadnych blokad.

Funkcja może być zablokowana, jeżeli zostanie wykryty warunek CTS z sygnałem blokowania.

Sygnał **I2>1 (IOC, TOC) Start** jest podawany do timera, aby wydać sygnał **I2>1 (IOC, TOC) Trip**.

Ustawienia timera można skonfigurować w zależności od tego, który typ krzywej wybrano.

Na przykładzie etapu 1:

Czas zwł. $t_{I2>1}$ to ustawienie mnożnika czasu pozwalające dopasować czas działania krzywych IEEE M/V/E Inverse, US Inverse/Short Time, ANSI E/V/N/M Inverse, IAC E/V/N/S Inverse, I2T lub I4T.

Ustawienie **$I2>1$ TMS** pozwala dopasować czas działania IEC S/V/E Inverse, UK Long Time Inverse, FR Short Time, Rectifier lub Standard Inverse (1,3 s).

Uwaga:

Ustawienie **$I2>1$ TMS** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostaną wybrane krzywe IEC/UK IDMT, Rectifier/Standard inverse.

Ustawienie **$I2>1$ k (RI)** określa stałą TMS, aby dostosować czas działania krzywej RI.

Uwaga:

Ustawienie **$I2>1$ k (RI)** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostaną wybrane krzywe RI.

$I2>1$ MRT to ustawienie minimalnego czasu odpowiedzi pozwalające określić minimalny czas działania elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia reagującego na składowa przeciwna. Jeżeli zostanie wybrane ustawienie **$I2>1$ MRT** z wartością inną niż zero, minimalny czas działania elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia reagującego na składowa przeciwna będzie ustalony przez to ustawienie, aby zagwarantować, że czas pracy elementu nigdy nie spadnie poniżej tego ustawienia. Wybrany minimalny czas działania będzie wartością maksymalną pomiędzy wartością krzywej a ustawieniem **$I2>1$ MRT**, w zależności od tego, która wartość jest większa.

Uwaga:

Ustawienie **$I2>1$ MRT** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** krzywej zostanie wybrany dowolny rodzaj krzywej (poza DT).

Uwaga:

Jeżeli ustawienie **$I2>1$ MRT** wynosi zero, ustawienie zostaje wyłączone i zastosowanie będzie miało tylko czas krzywej.

Ustawienie **$I2>1$ Dod** wprowadza dodatkową ustaloną zwłokę czasową do krzywej charakterystyki działania.

Uwaga:

Ustawienie **$I2>1$ Dod** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrany dowolny typ krzywej poza FlexCurves.

Ustawienie **Czas zwł. $t_{I2>1}$** definiuje określoną zwłokę czasową elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia reagującego na składowa przeciwna, gdy wybrano określony czas działania.

Uwaga:

Ustawienie **Czas zwł. $t_{I2>1}$** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrana krzywa DT (czas określony).

Ustawienie **$I2>1$ Kas. Char.** pozwala na wybór określonego (DT) lub odwrotnego czasu resetowania. Jeżeli zostanie wybrany reset **DT**, element czasowego nadprądowego zabezpieczenia reagującego na składowa przeciwna zresetuje się po zwłoce czasowej określonej przez ustawienie **tRESET**. Jeżeli zostanie wybrany reset **Inverse** (odwrotny), czas do zresetowania jest obliczany na podstawie równania resetowania dla wybranej krzywej odwrotnej.

Jeżeli do charakterystyki działania wykorzystywana jest krzywa długotrwale odwrotna UK, prostownik, krótkotrwale odwrotna FR lub RI, przy charakterystyce resetowania zawsze zalecane jest użycie DT.

Ten schemat i opis dotyczy każdego etapu.

6.5.3 ELEMENT KIERUNKOWY

Jeżeli prąd składowej kolejności ujemnej może płynąć w dowolnym kierunku, należy zastosować sterowanie kierunkowe.

Kierunkowość uzyskuje się przez porównywanie kąta pomiędzy składowa przeciwna napięcia i składowa przeciwna prądu. Element kierunkowy jest w tym urządzeniu dostępny dla wszystkich etapów nadprądowego zabezpieczenia reagującego na składowa przeciwna. Chodzi o ustawienie **I2>1 Direction** (kierunek) dla danego etapu. Można go ustawić na niekierunkowy, kierunkowy do przodu lub kierunkowy w tył.

W celu zapewnienia optymalnych parametrów działania należy w ustawieniu (**I2>1 Char Angle**) wybrać odpowiedni kąt charakterystyki. Ustawienie to powinno być równe kątowi fazowemu prądu składowej kolejności ujemnej względem odwróconej składowej kolejności ujemnej napięcia (**-V2**), tak aby znajdowało się pośrodku charakterystyki kierunkowej.

6.5.3.1 KIERUNKOWE ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE REAGUJĄCE NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ

Tryb	Prąd roboczy
Składowa przeciwna	$I_{op} = I_{-2} - K \times I_{-1} $

Kierunek	Porównane fazory	
Do przodu	$-V_{-2}$	$I_{-2} \times 1 \angle RCA$
Odwrotnie	$-V_{-2}$	$-(I_{-2} \times 1 \angle RCA)$

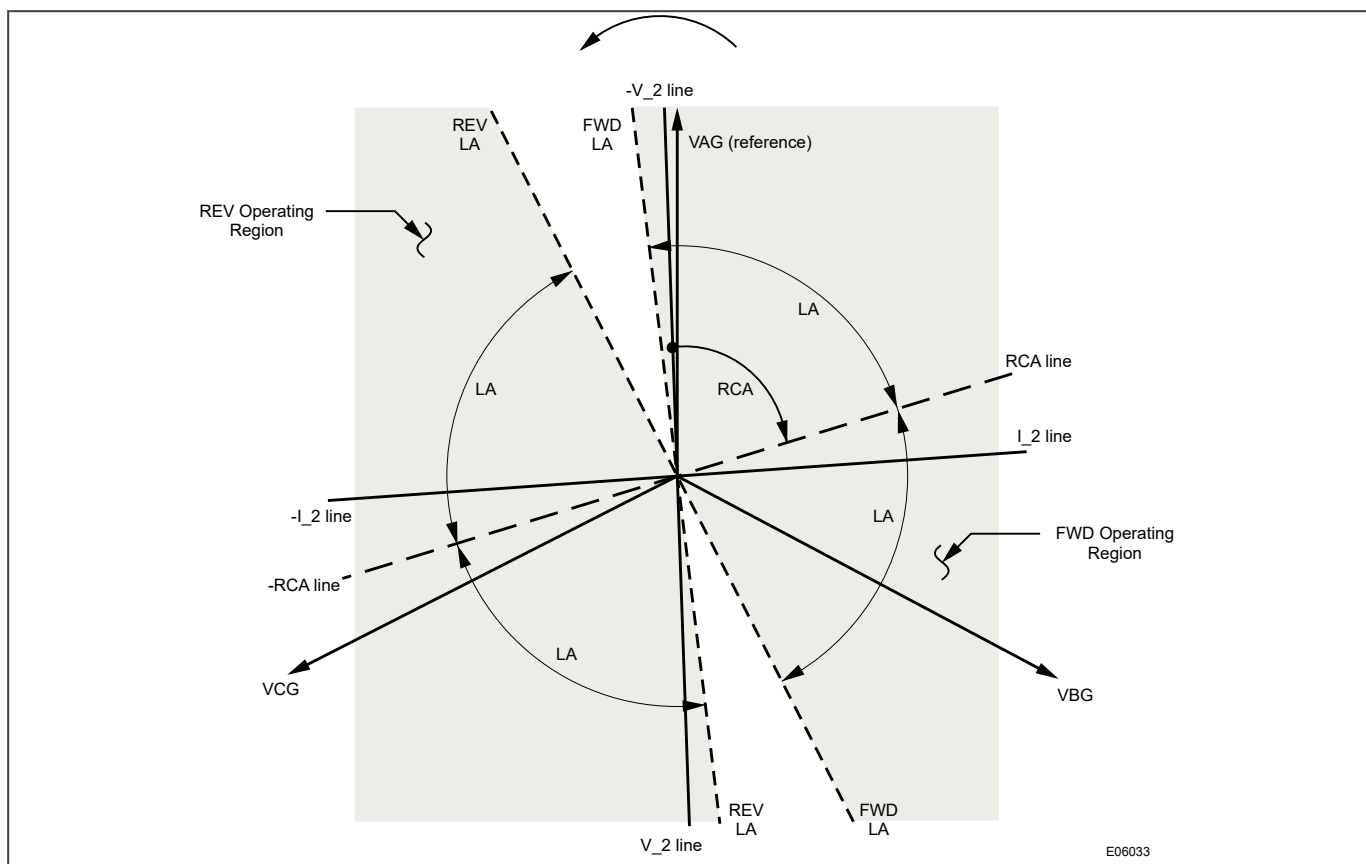


Figure 33: Charakterystyka kierunkowa składowa przeciwna

6.5.3.2 LOGIKA KIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ

Kierunkowość uzyskuje się przez porównywanie kąta pomiędzy składowa przeciwna napięcia i składowa przeciwna prądu. Dla tego elementu można wybrać kierunek działania do przodu lub wstecz. W celu zapewnienia optymalnych parametrów działania należy w ustawieniu (***I2>1 Char Angle***) wybrać odpowiedni kąt charakterystyki. Ustawienie to powinno być równe kątowi fazowemu prądu składowej kolejności ujemnej względem odwróconej składowej kolejności ujemnej napięcia ($-V_2$), tak aby znajdowało się pośrodku charakterystyki kierunkowej.

Urządzenie Multilin Agile IED wyposażone w element kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna zapewnia wskazania kierunku zwarcia w przód i w tył poprzez operandy wyjścia, odpowiednio *NEG SEQ DIR OC FWD* oraz *NEG SEQ DIR OC REV*. Operand wyjścia jest aktywny, gdy wartość prądu roboczego przewyższa poziom pobudzenia (jednostka nadprądowa), a kierunek zwarcia jest postrzegany jako zorientowany w przód lub w tył (jednostka kierunkowa).

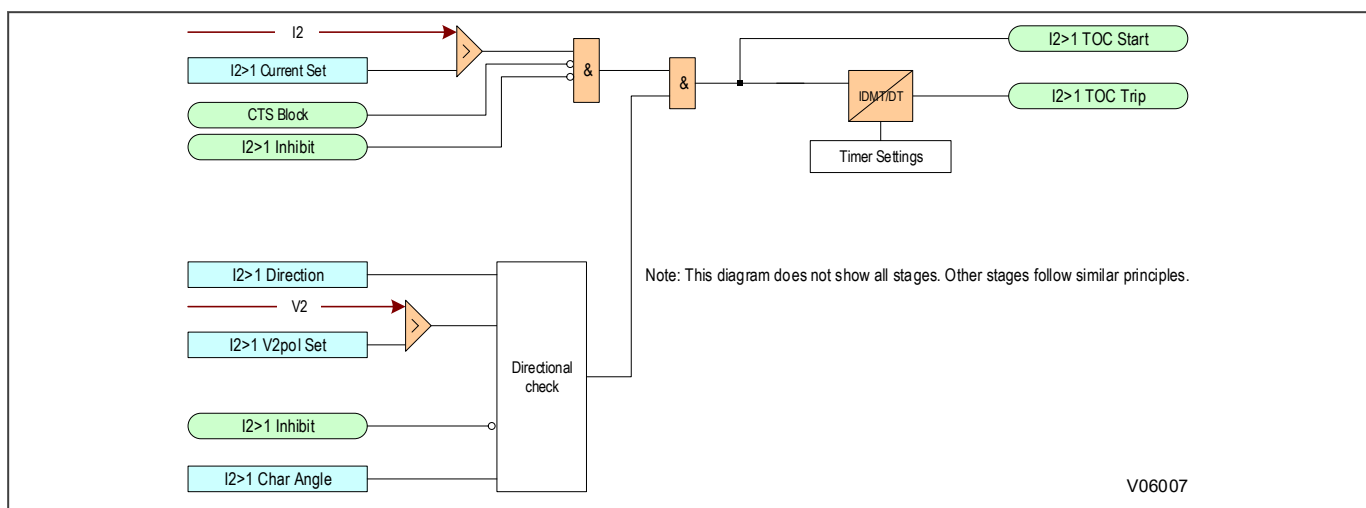


Figure 34: Logika zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna – działanie kierunkowe

Uwaga:

Funkcja kierunkowa jest dostępna tylko w P14D.

6.5.4 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.5.4.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (PRÓG PRĄDOWY)

Przekaznik reagujący na składowa przeciwna może być włączony w obwód zasilania strony pierwotnej transformatora i ustawiony na czułość wymaganą do zabezpieczenia przed zwarciami doziemnymi fazy lub międzyfazowymi po stronie wtórnej. Funkcja ta zapewni również lepsze zabezpieczenie przed wewnętrznymi zwarciami transformatora niż funkcja fazowego zabezpieczenia nadprądowego. Zabezpieczenie nadprądowe NPS powinno być skonfigurowane tak, aby koordynowało działanie elementów fazowych i doziemnych po stronie niskiego napięcia przy zwarciaach doziemnych i międzyfazowych.

Próg pobudzenia przepływu prądu musi być ustawiony powyżej wartości składowej kolejności ujemnej prądu, której obecność w instalacji jest związana z maksymalną normalną asymetrią obciążenia w instalacji. Można go ustawić na etapie rozruchu, wykorzystując do tego celu funkcję pomiarową, która pozwoli wyświetlić falę stojącą składowej kolejności ujemnej prądu. To ustawienie powinno być o co najmniej 20% wyższe od tej wartości.

W zastosowaniach wymagających zadziałania elementu reagującego na składowa przeciwna na określone, niewyeliminowane zwarcia asymetryczne, ze względu na związaną z tym złożoność, należy doprecyzować ustawienie wartości progowej na podstawie indywidualnej analizy zwarcia dla danej instalacji. Jednakże w celu zapewnienia zadziałania zabezpieczenia ustawienie pobudzenia przepływu prądu powinno mieć wartość ok. 20% poniżej najniższego obliczonego udziału składowej kolejności ujemnej prądu zwarciovego w określonym zwarciu dalekim.

6.5.4.2 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (OPÓŹNIENIE CZASOWE)

Prawidłowe określenie czasu opóźnienia dla tej funkcji jest zagadnieniem kluczowym. Należy także zdawać sobie sprawę z tego, że człon ten jest stosowany głównie dla zapewnienia dodatkowego zabezpieczenia do innych urządzeń zabezpieczających lub do zapewnienia funkcji alarmowania. Z tej przyczyny zwykle cechuje się też długim czasem opóźnienia.

Ustawiona zwłoka czasowa musi być większa niż czas działania jakiegokolwiek innego urządzenia zabezpieczającego (przy minimalnym poziomie zwarcia), które może reagować na zwarcia niesymetryczne, jak człony nadprądowe fazowe i człony ziemnozwarciowe.

6.5.4.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (ELEMENT KIERUNKOWY)

Tam gdzie prąd składowej kolejności ujemnej może płynąć w dowolnym kierunku przez lokalizację inteligentnego urządzenia elektronicznego, np. linie równoległe lub układy pierścieniowe, należy zastosować sterowanie kierunkowe elementu (tylko modele przekładnik napięciowy).

Kierunkowość osiąga się poprzez porównywanie kąta pomiędzy fazową składową przeciwna napięcia a fazową składową przeciwna prądu, a sam kierunek może być ustalony jako w przód lub w tył. W celu zapewnienia optymalnych parametrów działania należy w ustawieniu **I2> Char Angle** wybrać odpowiedni kąt charakterystyki urządzenia IED. Ustawienie to powinno być równe kątowi fazowemu prądu składowej kolejności ujemnej względem odwróconej składowej kolejności ujemnej napięcia ($-V_2$), tak aby znajdowało się pośrodku charakterystyki kierunkowej.

Kąt pomiędzy V_2 a I_2 w warunkach zwarcia jest bezpośrednio zależny od impedancji źródła składowej kolejności ujemnej występującej w instalacji. Jednak typowa konfiguracja tego elementu jest następująca:

- W instalacji transmisyjnej kąt charakterystyki przekaźnika (RCA) powinien być ustawiony na -60°
- W instalacji rozdzielczej kąt charakterystyki przekaźnika (RCA) powinien być ustawiony na -45°

6.6 ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE

Zwarcia doziemne to zwarcia nadprądowe, w których prąd zwarciový płynie do ziemi. Zwarcia doziemne są najczęstszym rodzajem zwarć.

Zwarcia doziemne mogą być mierzone bezpośrednio na sieci za pomocą:

- Oddzielny przekładnik prądowy (CT) umieszczony w połączeniu uziemiającym systemu elektroenergetycznego
- Oddzielny przekładnik pFerrantiego (CBCT), zwykle podłączony do wejścia przekładnika czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego.
- Połączenie różnicowe trzech prądowych przekładników liniowych, za pośrednictwem którego można wyliczyć prąd zwarcia doziemnego sumując trzy zmierzone prądy fazowe.

W zależności od modelu, urządzenie oferuje jeden lub więcej z powyższych środków zabezpieczania przez zwarciami doziemnymi.

6.6.1 ELEMENTY ZABEZPIECZENIA ZWARCIA DOZIEMNEGO

Czasowe zabezpieczenie nadprądowe zwarcia doziemnego wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION \GROUP [1-6]\CURRENT PROT(EF1 TOC, EF2 TOC)**.

Chwilowe zabezpieczenie nadprądowe zwarcia doziemnego wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION \GROUP [1-6]\CURRENT PROT(EF1 IOC, EF2 IOC)**.

Opcji **EARTH FAULT 1 (EF1)** używa się do prądu zwarcia doziemnego, który jest mierzony bezpośrednio w systemie. Opcja **EARTH FAULT 2 (EF2)** wykorzystuje ilości obliczane wewnętrznie przez sumowanie prądów trójfazowych.

Element zabezpieczający EF2 TOC oblicza prąd neutralny (IN), korzystając z poniższego wzoru:

$$|IN| = |IA + IB + IC|$$

$$IN2 TOC pickup = |IN|$$

Element zabezpieczający EF2 IOC oblicza prąd neutralny (IN), korzystając z poniższego wzoru:

$$|IN| = |IA + IB + IC|$$

Element ten zasadniczo reaguje na wielkość fazora częstotliwości podstawowej prądu neutralnego obliczoną na podstawie prądów fazowych. Ograniczenie składowej zgodnej zapewnia lepsze działanie. Niewielka część (6,25%) wartości prądu składowej zgodnej (I1) jest odejmowana od wartości prądu składowej kolejności zerowej (I0) przy formowaniu ilości roboczej elementu, jak przedstawiono poniżej:

$$IN2 IOC pickup = 3 * (|I0| - K * |I1|), \text{ gdzie } K = 1/16 \text{ oraz } |I0| = 1/3 * |IN|$$

Urządzenia P14D oraz P14N zapewniają zabezpieczenie ziemnozwarciowe z niezależną charakterystyką zwłoki czasowej.

Każdy etap czasowego zabezpieczenia nadprądowego zwarcia doziemnego umożliwia wybór charakterystyki działania i resetowania. Dostępne są następujące opcje:

- Szereg krzywych IDMT (Inverse Definite Minimum Time)
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- DT (Definite Time – czas określony)

W przypadku elementu EF1 TOC osiąga się to dzięki następującym ustawieniom:

- **IN1>(n) Curve** dla charakterystyki zadziałania zabezpieczenia nadprądowego
- **IN1>(n) Reset Char**, jeśli jest dostępna, w zależności od wyboru ustawienia **I>1 Curve**, dla charakterystyki resetowania zabezpieczenia nadprądowego

W przypadku elementu EF2 TOC osiąga się to dzięki następującym ustawieniom:

- **IN2>(n) Curve** dla charakterystyki zadziałania zabezpieczenia nadprądowego
- **IN2>(n) Reset Char**, jeśli jest dostępna, w zależności od wyboru ustawienia **I>1 Curve** dla charakterystyki resetowania zabezpieczenia nadprądowego, gdzie (n) jest numerem etapu

Możliwość jednoczesnego włączenia elementów EF1 i EF2 niesie kilka korzyści. Na przykład w niektórych zastosowaniach może być wymagane użycie kierunkowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego urządzeń po stronie zasilania oraz rezerwowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego urządzeń po stronie powrotu. Można to osiągnąć przy użyciu pojedynczego urządzenia IED zamiast dwóch.

Uwaga:

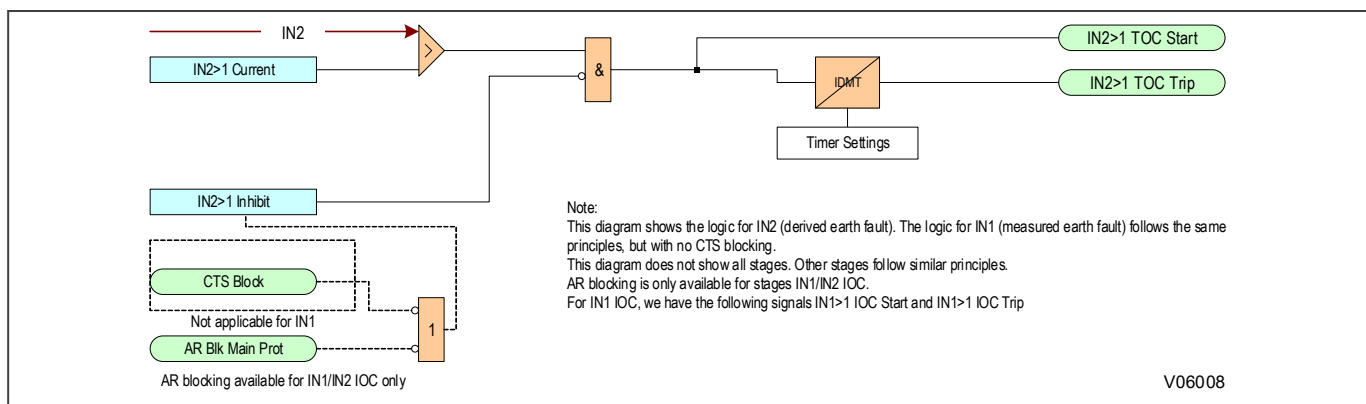
Dostępność zabezpieczenia EF/SEF w ustawieniach IED zależy od wyboru typu prądu/napięcia w Cortec:

Uwaga:

funkcje zabezpieczenia EF2/EF1 dostępne dla opcji 1 (standardowe uziemienie przekładnik prądowy)

funkcje zabezpieczenia EF2/SEF dostępne dla opcji 2 (czułe uziemienie przekładnik prądowy)

6.6.2 LOGIKA NIEKIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO



Uwaga:

*1 Jeżeli występuje warunek CLP, wartość progowa **I>(n) Current** zostaje zaczerpnięta z ustawień **COLD LOAD PICKUP** (Zimny rozruch obciążenia) w menu ustawienia CLP w ścieżce **SETPOINTS/CONTROL/CLP**.

*2 Blokowanie CTS nie dotyczy IN1, jednak można to osiągnąć za pomocą ustawień IED.

Figure 35: Logika niekierunkowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (etap pojedynczy)

Prąd ziemnozwarciowy jest porównywany z wartością progową (**IN2>(n) Current**) dla każdego etapu (TOC/IOC). Jeżeli przekracza wartość progową, wyzwalany jest sygnał Start pod warunkiem, że nie jest zablokowany. Można to zablokować sygnałem blokady skonfigurowanym w ustawieniu **IN2>(n) Inhibit**.

Logika samoczynnego ponownego załączania może być skonfigurowana tak, żeby blokowała uruchomienie chwilowego zabezpieczenia nadprądowego zwarcia doziemnego i wyzwaliała zabezpieczenie po zadanej liczbie prób (ustawianej w opcji **Trip (n) Main** w menu **SETPOINTS/CONTROL/AUTORECLOSE/AR SETUP**. **AR Blk Main Prot** to sygnał FlexLogic, który wskazuje stan zablokowania SPZ dla PIOC oraz funkcje zabezpieczeń EF1/EF2 IOC. Sygnał ten można wykorzystać jako sygnał blokowania EF2 IOC, jeżeli zostanie wybrany w ustawieniach **IN2>(n) Inhibit**. Może również zostać użyty do utworzenia konfiguracji logiki w edytorze równań FlexLogic (sygnał **AR Blk Main Prot** można znaleźć w kategorii Control Elements [Elementy sterowania] przy wyborze danych wejściowych edytora równań FlexLogic).

Czasowe zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe może być zgodne z podzbiorem charakterystyk IDMT opisanych w części Zasady zabezpieczenia nadprądowego. W celu poznania dokładnego opisu charakterystyki IDMT należy zapoznać się z tą częścią.

Ustawienia timera można skonfigurować w zależności od tego, który typ krzywej wybrano.

Na przykładzie etapu 1:

IN2>1 TD to ustawienie **mnożnika czasu** pozwalające dostosować czas działania krzywych IEEE M/V/E Inverse, US Inverse/Short Time, ANSI E/V/N/M Inverse, IAC E/V/N/S Inverse, I2T lub I4T.

Uwaga:

Ustawienie **IN2>1 TD** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostaną wybrane krzywe IEEE/US/ANSI/IAC/I2T/I4T IDMT.

IN2>1 TMS to ustawienie **mnożnika czasu** pozwalające dostosować czas działania IEC S/V/E Inverse, UK Long Time Inverse, FR Short Time, Rectifier lub Standard Inverse (1,3 s).

Uwaga:

Ustawienie **IN2>1 TMS** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) wybrane zostaną krzywe IEC/UK IDMT, Rectifier/Standard inverse.

Ustawienie **IN2>1 k (RI)** określa stałą TMS, aby dostosować czas działania krzywej RI.

Ustawienie **IN2>1 k (RI)** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) wybrane zostaną krzywe RI.

IN2>1 MRT to ustawienie **minimalnego czasu odpowiedzi** pozwalające ustawić minimalny czas działania elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego. Jeżeli zostanie wybrane ustawienie **IN2>1 MRT** z wartością inną niż zero, minimalny czas działania elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego będzie ustalony przez to ustawienie, aby zagwarantować, że czas pracy elementu nigdy nie spadnie poniżej tego ustawienia. Wybrany minimalny czas działania będzie wartością maksymalną pomiędzy wartością krzywej a ustawieniem **IN2>1 MRT**, w zależności od tego, która wartość jest większa.

Uwaga:

Ustawienie **IN2>1 MRT** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrany dowolny typ krzywej (wszystkie krzywe poza DT).

Uwaga:

Jeżeli ustawienie **IN2>1 MRT** wynosi zero, ustawienie zostaje wyłączone i zastosowanie będzie miało tylko czas krzywej.

Ustawienie **IN2>1 DT Adder** wprowadza dodatkową ustaloną zwłokę czasową do krzywej charakterystyki działania.

Uwaga:

Ustawienie **IN2>1 DT Dod** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrany dowolny typ krzywej poza FlexCurves.

Ustawienie **Czas zwł. tIN2>1** definiuje określoną zwłokę czasową elementu czasowego nadprądowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego, gdy wybrano określony czas działania.

Uwaga:

Ustawienie **Czas zwł. $t_{IN2>1}$** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrana krzywa DT (czas określony).

Ustawienie **$IN2>1$ Kas. Char** pozwala na wybór określonego (DT) lub odwrotnego czasu resetowania. Jeżeli zostanie wybrany reset **DT**, element czasowego nadprądowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego zresetuje się po zwłoce czasowej określonej przez ustawienie **tRESET**. Jeżeli zostanie wybrany reset **Inverse** (odwrotny), czas do zresetowania jest obliczany na podstawie równania resetowania dla wybranej krzywej odwrotnej.

Jeżeli do charakterystyki działania wykorzystywana jest krzywa długotrwale odwrotna UK, prostownik, krótkotrwale odwrotna FR lub RI, przy charakterystyce resetowania zawsze zalecane jest użycie DT.

Schemat i opis dotyczą także elementu zabezpieczenia ziemnozwarciowego Earth Fault 1 (IN1).

6.6.3 ELEMENT KIERUNKOWY

W przypadku gdy prąd ziemnozwarciowy może popłynąć w obu kierunkach przez miejsce zastosowania zabezpieczenia, konieczne jest zastosowanie kierunkowych elementów nadprądowych, które pozwolą określić kierunek zwarcia. Typowymi instalacjami wymagającymi tego typu zabezpieczenia są równoległe linie zasilające oraz układy pierścieniowe.

Element kierunkowy jest dostępny dla wszystkich etapów zwarcia doziemnego. Można je znaleźć w ustawieniu kierunku **$IN[x]>(n)$ Direction** dla danego etapu. Można je skonfigurować jako niekierunkowe (*Non-directional*), kierunkowe w przód (*EF[X] Dir OC (n) FWD*) lub kierunkowe w tył (*EF[X] Dir OC (n) REV*).

W razie potrzeby sterowanie kierunkowe można zablokować za pomocą elementu VTS.

Dla każdego zabezpieczenia ziemnozwarciowego dostępne są trzy opcje polaryzacji do wyboru w **$IN[x]>(n)$ Pol Mode**, tj. *Voltage* dla napięcia szczytkowego (składowa kolejności zerowej), *Current* dla prądu polaryzującego lub *Podwojny* dla obu tych parametrów.

W przypadku zabezpieczenia ziemnozwarciowego sygnał polaryzujący musi odzwierciedlać wystąpienie zwarcia doziemnego. Napięcie szczytkowe generowane podczas zwarcia doziemnego jest wykorzystywane powszechnie do polaryzacji elementów kierunkowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Jest to znane jako polaryzacja napięcia składowej kolejności zerowej, polaryzacja napięcia szczytkowego lub polaryzacja napięcia przesunięcia punktu neutralnego (NVD).

Niewielkie poziomy napięcia resztkowego mogą występować w normalnych warunkach z powodu nierównowagi systemu, niedokładności przekładnik napięciowy i tolerancji urządzenia. Z tego powodu urządzenie umożliwia ustawienie przez użytkownika progu (**$IN[x]>(n)$ VNpol Set**), który musi zostać przekroczony, by funkcja DEF mogła zadziałać. Pomiar napięcia szczytkowego jest dostępny w menu **MEASUREMENTS\PH VT1 BANK-A** lub **MEASUREMENTS\4th VT1 BANK-A**, w zależności od tego, czy napięcie szczytkowe jest wyliczane czy mierzone w 4. przekładnik napięciowy. Menu **MEASUREMENTS** (Pomiary) można znaleźć w karcie **MONITOR** oprogramowania EnerVista Configuration lub w menu głównym panelu przedniego IED. Pomiar napięcia szczytkowego może pomóc przy określaniu wymaganego ustawienia wartości progowej podczas etapu rozruchu, ponieważ wskazuje on poziom występującego napięcia szczytkowego.

Jednostka kierunkowa				Jednostka nadprądowa
Tryb polaryzacji	Kierunek	Porównane fazory		
Napięcie	Do przodu	−V_0	I_0 × 1 ∠ RCA	Iop = 3 × (I_0 − K × I_1) jeżeli I_1 > 0,8 × przekładnik prądowy
	Odwrotnie	−V_0	−I_0 × 1 ∠ RCA	
Prąd	Do przodu	Ig	I_0	
	Odwrotnie	Ig	−I_0	
Podwojny	Do przodu	−V_0	I_0 × 1 ∠ RCA	Iop = 3 × (I_0) jeżeli I_1 ≤ 0,8 × przekładnik prądowy
		lub		
		Ig	I_0	
	Odwrotnie	−V_0	−I_0 × 1 ∠ RCA	
		lub		
		Ig	−I_0	

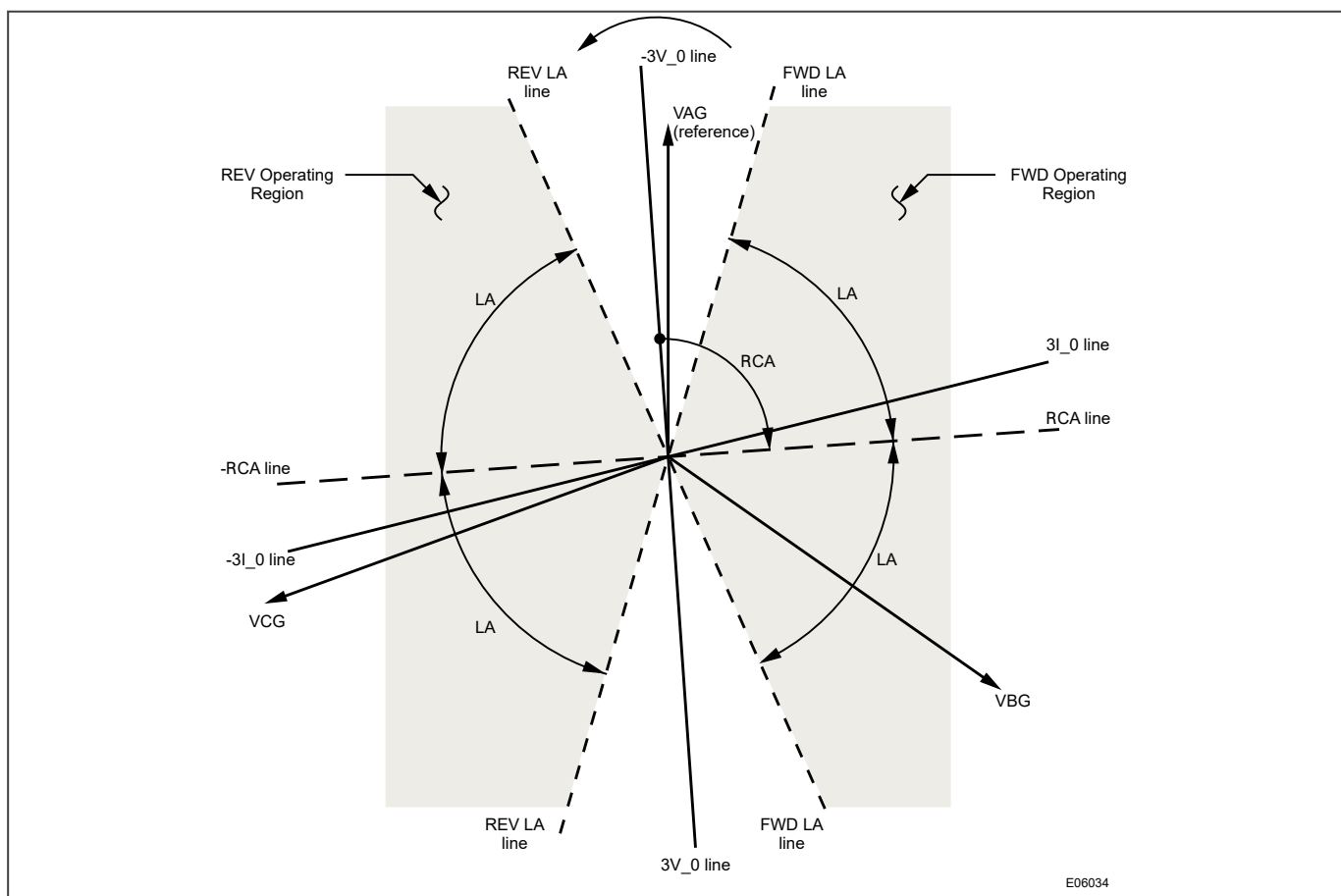


Figure 36: Charakterystyka spolarzowanego kierunkowego napięcia uziemienia

Niektóre modele wyliczają wartość napięcia szczytkowego wewnątrz na podstawie danych wejściowych napięcia trójfazowego pochodzących z jednego pięciordzeniowego przekładnika napięciowego lub trzech jednofazowych przekładników napięciowych. W modelach z wejściem 4. przekładnik napięciowy funkcja ta może służyć do kontroli synchronizmu lub pomiaru napięcia szczytkowego VN. 4. wejście przekładnik napięciowy można skonfigurować, wybierając Vn jako ustawienie **4th VT Input** w **SETPOINT\System\VT RATIO** dla napięcia mierzonego lub obliczonego. Typ napięcia polaryzującego (*Measured VN* lub *Calculated V0*) wybiera się w **IN[x]>(n) VNpol Volt** dla każdej funkcji kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego doziemnego w menu ustawień **EF[x] Dir OC** w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP[X]\CURRENT PROT.**

6.6.3.1 POLARYZACJA NAPIĘCIA RESZTKOWEGO

W przypadku zabezpieczenia ziemnozwarciowego sygnał polaryzujący musi odzwierciedlać wystąpienie zwarcia doziemnego. Napięcie szczytkowe generowane podczas zwarcia doziemnego jest wykorzystywane powszechnie do polaryzacji elementów kierunkowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych. Jest to znane jako polaryzacja napięcia składowej kolejności zerowej, polaryzacja napięcia szczytkowego lub polaryzacja napięcia przesunięcia punktu neutralnego (NVD).

Niewielkie poziomy napięcia resztkowego mogą występować w normalnych warunkach z powodu nierównowagi systemu, niedokładności przekładnik napięciowy i tolerancji urządzenia. Z tego powodu urządzenie umożliwia ustawienie przez użytkownika progu ($IN[x] > (n) VN_{pol} Set$), który musi zostać przekroczony, by funkcja DEF mogła zadziałać. Pomiar napięcia resztkowego jest dostępny w menu **MEASUREMENTS\PH VT1 BANK-A LUB MEASUREMENTS\4th VT1 BANK-A**, W ZALEŻNOŚCI OD TEGO, CZY NAPIĘCIE SZCZĄTKOWE JEST OBLICZANE CZY MIERZONE W 4. PRZEKŁADNIK NAPIĘCIOWY w tym menu. Pomiar napięcia szczytkowego może pomóc w określeniu wymaganego ustawienia wartości progowej podczas rozruchu, ponieważ pozwoli to określić poziom fali stojącej napięcia szczytkowego.

Uwaga:

Napięcie szczytkowe jest nominalnie przesunięte o 180° względem prądu szczytkowego. W konsekwencji elementy DEF są polaryzowane od wielkości „-Vres”. To 180° przesunięcie fazowe jest automatycznie wprowadzane do urządzenia.

Kryteria kierunkowe z polaryzacją napięcia szczytkowego podano poniżej:

Kierunkowe do przodu

$$(\angle VN + 180^\circ) + RCA - 90^\circ + (180^\circ - \text{kąt wyzwalania}) / 2 < \angle IN < (\angle VN + 180^\circ) + RCA + 90^\circ - (180^\circ - \text{kąt wyzwalania}) / 2$$

Kierunkowe odwrotne

$$(\angle VN + 180^\circ) + RCA - 90^\circ - (180^\circ - \text{kąt wyzwalania}) / 2 > \angle IN > (\angle VN + 180^\circ) + RCA + 90^\circ + (180^\circ - \text{kąt wyzwalania}) / 2$$

Można to najlepiej zwizualizować z wykorzystaniem poniższego schematu:

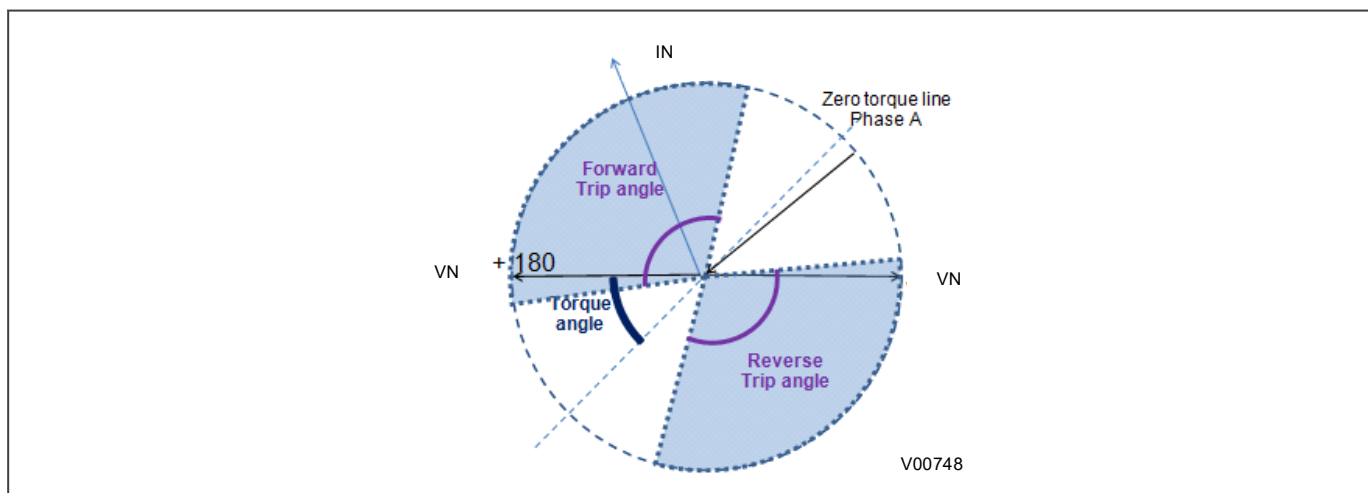


Figure 37: Kąty kierunkowe

Niektóre modele wyliczają wartość napięcia szczytkowego wewnątrz na podstawie danych wejściowych napięcia trójfazowego pochodzących z jednego pięciordzeniowego przekładnika napięciowego lub trzech jednofazowych przekładników napięciowych. W modelach z wejściem 4. przekładnik napięciowy funkcja ta może służyć do kontroli synchronizmu lub pomiaru napięcia szczytkowego VN. 4. wejście przekładnik napięciowy można skonfigurować,

wybierając V_n jako ustawienie **4th VT Input** w **SETPoint\SYSTEM\VT RATIO** dla napięcia mierzonego lub obliczonego. Typ napięcia polaryzującego (*Measured V_N* lub *Calculated V_0*) wybiera się w **IN[x]>(n) VNpol Volt** dla każdej funkcji kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego doziemnego w menu ustawień **EF[x] Dir OC** w ścieżce **SETPoints\PROTECTION\GROUP[X]\CURRENT PROT.**

6.6.3.1.1 LOGIKA KIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO Z POLARYZACJĄ NAPIĘCIA RESZTKOWEGO

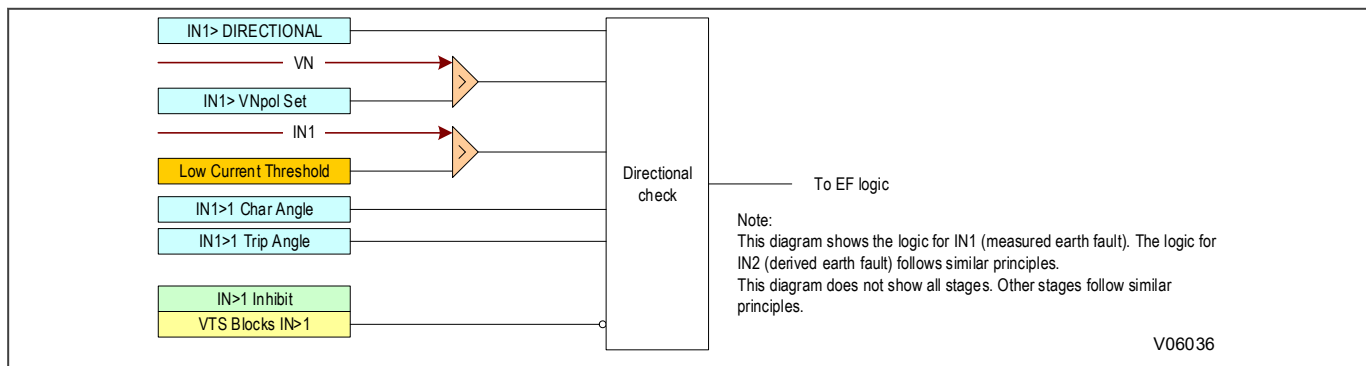


Figure 38: Logika kierunkowego EF z polaryzacją napięcia neutralnego (etap pojedynczy)

Nadzór nad przekładnikiem napięciowym (VTS) wybiórczo blokuje zabezpieczenie kierunkowe lub powoduje jego przełączenie na działanie niekierunkowe. Po wybraniu blokowania zabezpieczenia kierunkowego blokowanie VTS ma zastosowanie do kierunkowego sprawdzania, co skutecznie blokuje także dane wyjściowe Start.

6.6.4 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.6.4.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (ELEMENT KIERUNKOWY)

W przypadku funkcji DEF prąd szczytkowy w warunkach zwarcia jest ustawiony pod kątem, opóźniając napięcie polaryzacyjne. Tak więc w przypadku zastosowań z zabezpieczeniem DEF wymagane są ujemne ustawienia kąta RCA. Należy go ustawić w **IN[x]>(n) Char Angle** w odpowiednim menu zabezpieczenia ziemnozwarciowego.

Zalecamy następujące ustawienia:

- Układy uziemione rezystancyjnie: 0°
- Sieci dystrybucyjne (uziemione bezpośrednio): $+45^\circ$
- Sieci przesyłowe (uziemione bezpośrednio): $+60^\circ$

6.6.4.2 SYSTEMY Z UZIEMIENIEM CEWKĄ PETERSENA

System uziemienia cewką Petersena jest używany w kompensowanych systemach uziemienia, a także w przypadkach uziemienia o dużej impedancji. Systemy uziemione cewką Petersena (zwane też kompensowanymi lub rezonansowymi) występują powszechnie tam, gdzie system obejmuje głównie wiejskie linie napowietrzne. Są one szczególnie korzystne w miejscach, gdzie często występują zwarcia przemijające. W systemie uziemienia cewką Petersena cewka jest uziemiona za pomocą reaktora, którego reaktancja jest dostrojona tak, aby była nominalnie równa całkowitej pojemności doziemnej systemu. Podobnie jak w systemach izolowanych, jeśli jednofazowe zwarcie doziemne jest zastosowane do systemu uziemionego cewką Petersena, w warunkach stanu stacjonarnego nie przepływa prąd zwarcia doziemnego. Skuteczność metody redukcji prądu do zera zależy od dokładności dostrojenia wartości reaktancji, a wszelkie zmiany pojemności systemu (np. z powodu zmian w konfiguracji systemu) wymagają zmian w reaktancji cewki. W praktyce doskonałe dopasowanie reaktancji cewki do pojemności systemu jest trudne do osiągnięcia, aby płynął niewielki prąd zwarcia doziemnego.

Jeśli prąd zwarcia doziemnego jest poniżej pewnego poziomu w izolowanych i kompensacyjnych systemach uziemionych, zwarcie jest samogasnące ze względu na niską wielkość prądu. Jawi się więc jako zjawisko przejściowe. Na poniższym rysunku pokazano poziomy prąd zwarcia doziemnych, poniżej których samogasną one

w tego typu systemach. Według statystyk około 80% zwarcí doziemnych w systemach uziemienia cewką Petersena samogaśnie. To po części tłumaczy ich popularność.

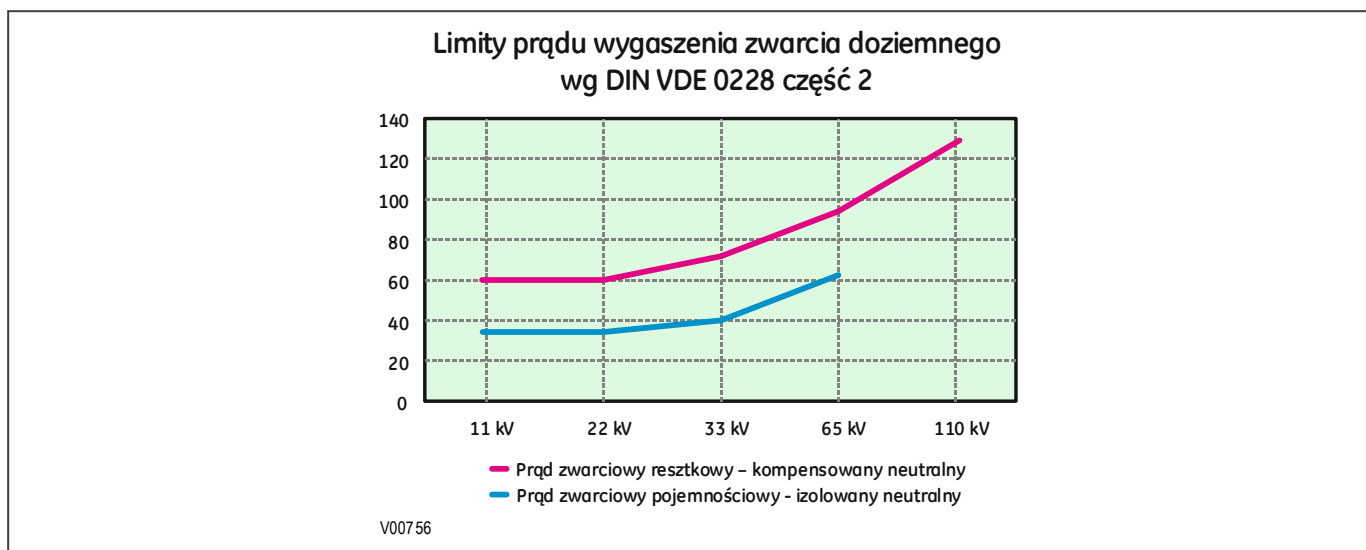


Figure 39: Poziom prądu (ampery), przy którym zwarcia przemijające są samogasnące

Poniższy rysunek przedstawia prostą sieć uziemioną przez reaktancję cewki Petersena. Można wykazać, że jeśli reaktor jest prawidłowo dostrójony, teoretycznie prąd zwarcia doziemnego nie będzie płynął.

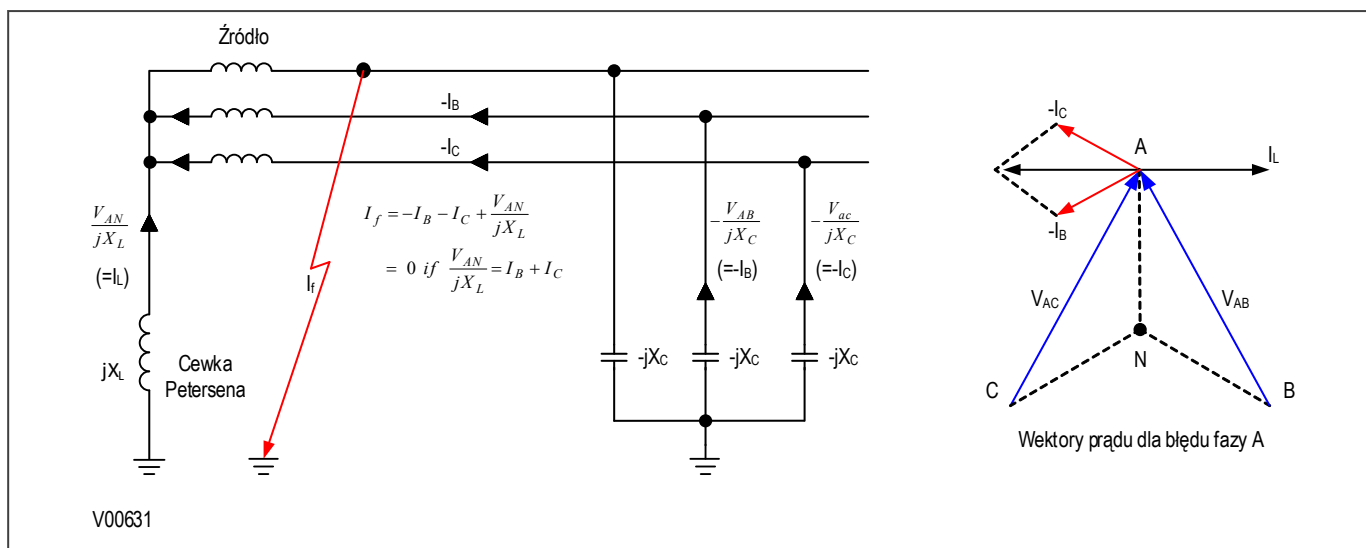


Figure 40: Zwarcie doziemne w systemie uziemionym cewką Petersena

Weźmy pod uwagę układ dystrybucji promieniowej uziemiony cewką Petersena ze zwarcie doziemnym na fazie C, pokazany na poniższym rysunku:

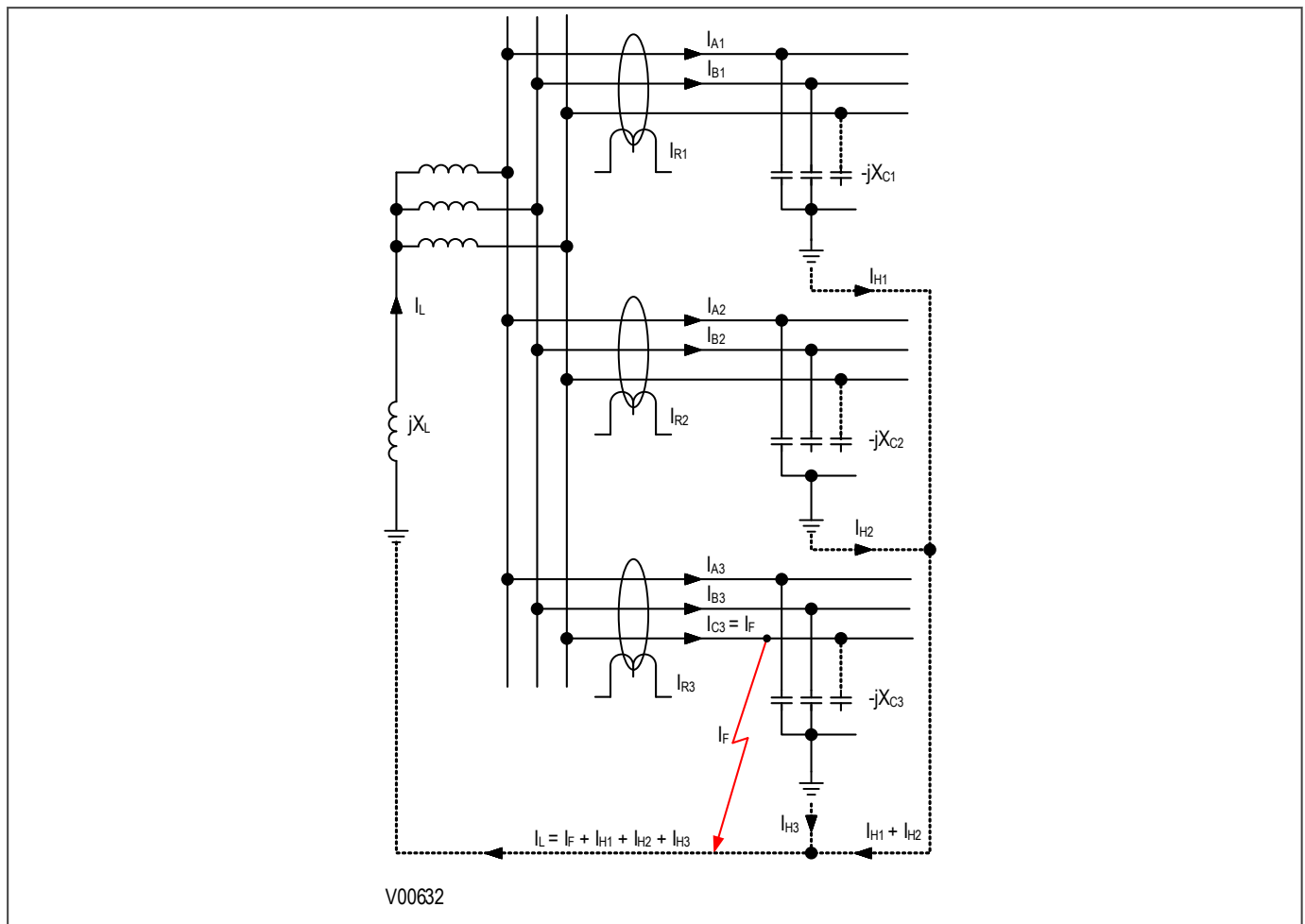


Figure 41: Rozkład prądów podczas zwarcia fazy C

Zakładając, że rezystancja nie występuje w X_L lub X_C , wynikające z tego diagramy fazora będą takie, jak pokazano na poniższym rysunku:

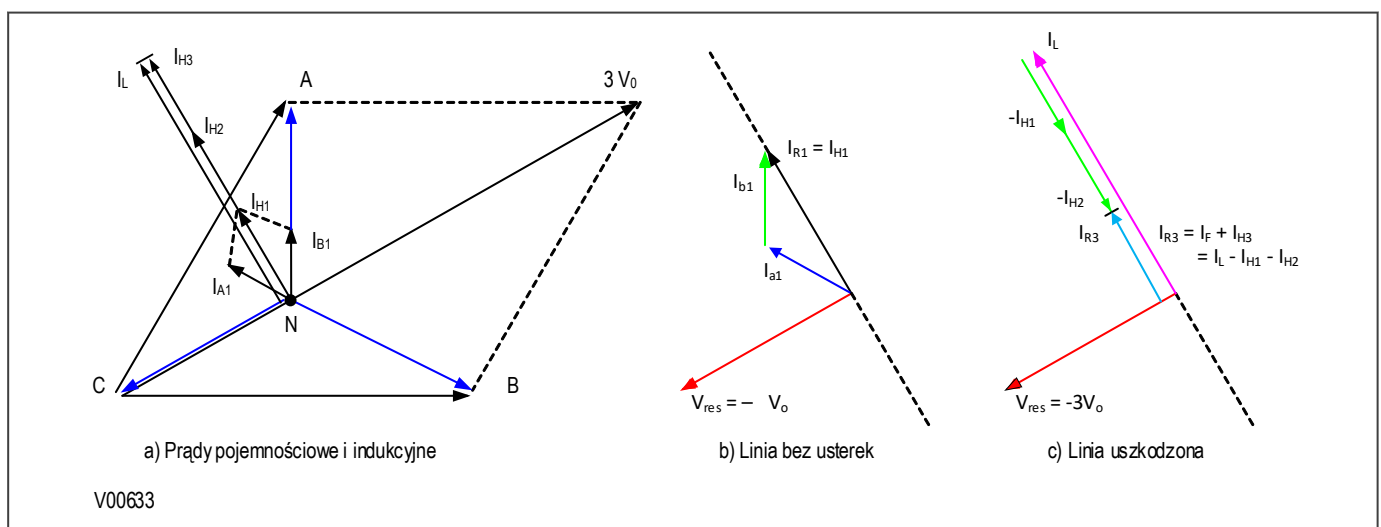


Figure 42: Fazory dla zwarcia doziemnego fazy C w systemie uzziemienia cewką Petersena

Można zauważyć, że:

- Napięcie w zwartej fazie zmniejsza się do niemal 0 V
- Zdrowe fazy podnoszą napięcia fazy do ziemi o czynnik $\sqrt{3}$
- Trójkąt napięć pozostaje zrównoważony
- Prądy ładowania prowadzą napięcia o 90°

Używając przekładnika ziemnozwarciowego (CBCT) można zmierzyć niezrównoważenia prądu na zdrowych przewodach zasilających. Odpowiadają one prostemu dodawaniu wektorów I_{A1} i I_{B1} , I_{A2} i I_{B2} , I_{A3} oraz I_{B3} i opóźniają napięcie resztkowe dokładnie o 90° .

Wielkość prądu szczątkowego I_{R1} jest równa trzykrotności prądu ładowania w stanie stacjonarnym na fazę. Na zwartym przewodzie zasilającym prąd szczątkowy jest równy $I_L - I_{H1} - I_{H2}$ (C). Zostało to pokazane w sieci sekwencji serowej na poniższym rysunku:

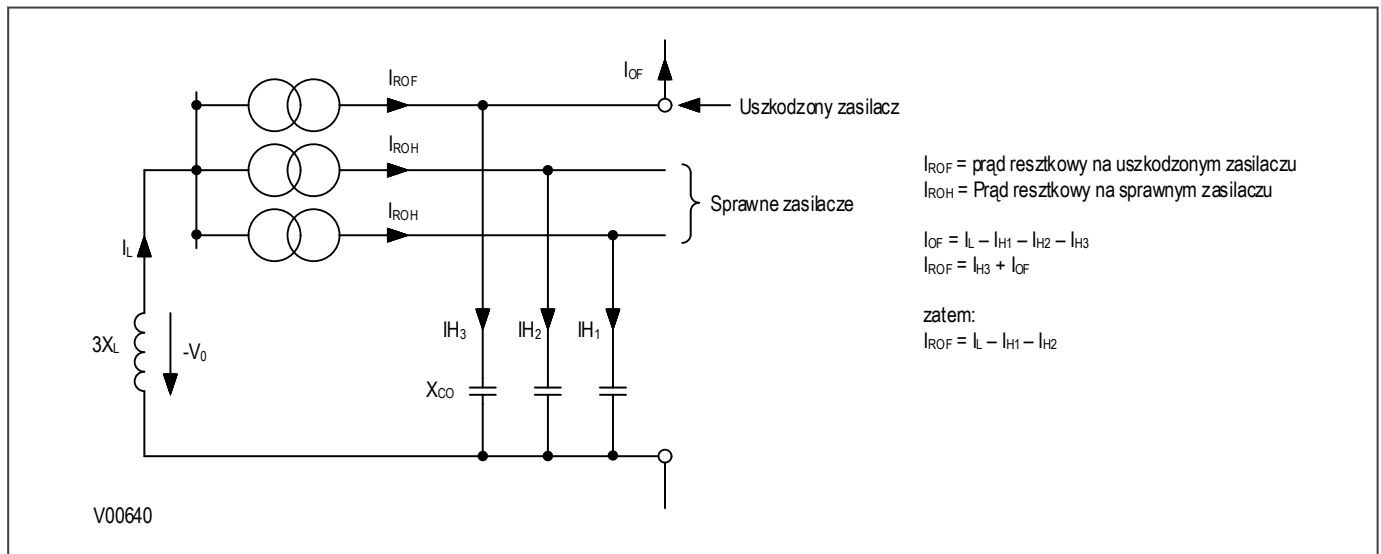


Figure 43: Sieć sekwencji zerowej wykazująca prądy szczątkowe

Jednak w praktyce rezystancja jest obecna, prowadząc do powstania poniższych diagramów fazora:

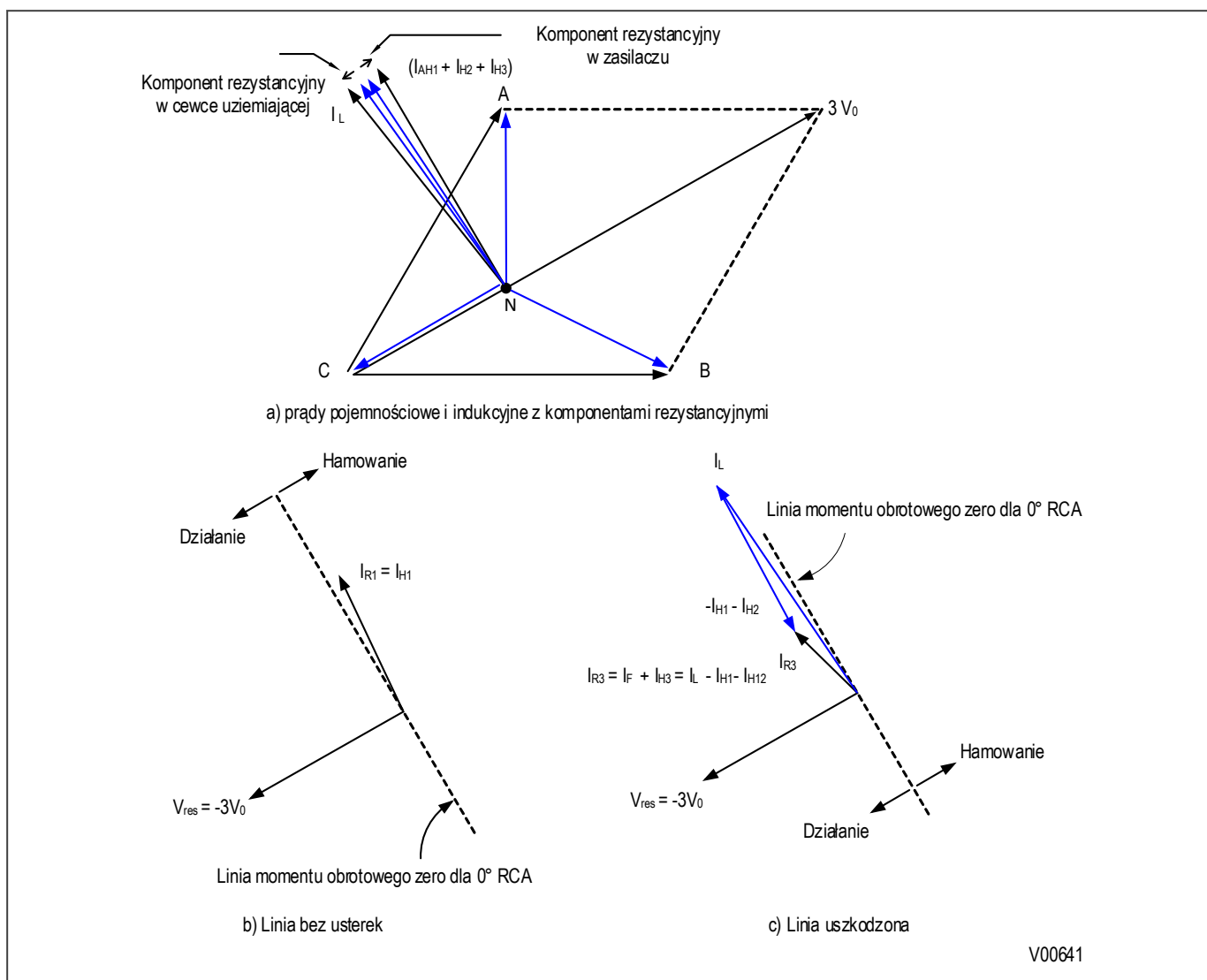


Figure 44: Zwarcie doziemne fazy C w systemach uziemienia cewką Petersena: praktyczny przypadek z obecną rezystancją

Jeśli napięcie szczytkowe jest używane jako napięcie polaryzujące, prąd szczytkowy jest przesunięty fazowo o kąt mniejszy niż 90° na zwartym przewodzie zasilającym i większy niż 90° na zdrowych przewodach zasilających. Przy RCA 0° prąd szczytkowy zdrowego przewodu zasilającego spadnie w obszarze „hamowania” charakterystyki, podczas gdy prąd szczytkowy zwartego przewodu zasilającego spadnie w obszarze „działania”.

Często rezystancja jest celowo wstawiana równolegle z cewką Petersena, aby zapewnić możliwy do zmierzenia prąd zwarcia doziemnego i zwiększyć różnicę kątową między sygnałami szczytkowymi w celu wzmocnienia decyzji kierunkowej.

6.6.4.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE USTAWIEŃ (SIECI KOMPENSOWANE)

Ustawienie kierunkowa powinno wyglądać tak, że kierunek w przód jest zorientowany w dół do zabezpieczanej linii zasilającej (z dala od szyny zbiorczej), z ustawieniem kąta RCA 0° .

W przypadku systemu w pełni skompensowanego prąd szczytkowy wykryty przez IED linii objętej zwarcie jest równy prądowi cewki minus suma prądów ładowania przepływających z pozostałej części systemu. Ponadto sumowanie prądów ładowania dwóch sprawnych faz na każdej linii zasilającej daje całkowity prąd ładowania, którego wartość jest równa trzykrotności stanu ustalonego prądu fazowego. Dlatego w przypadku w pełni skompensowanego systemu wykryty prąd asymetryczny jest równy trzykrotności prądu ładowania na fazę w

obwodzie objętym zwarcie. Typowe ustawienie może zatem wynosić 30% tej wartości, tj. może być równe prądowi ładowania każdej fazy zwartego obwodu. W praktyce dokładne ustawienia można równie dobrze ustalić na miejscu, gdzie można zastosować zwarcia systemu i przyjąć odpowiednie wartości na podstawie uzyskanych wyników rzeczywistych.

W większości sytuacji system nie będzie w pełni skompensowany, a w konsekwencji niewielka ilość prądu zwarciovego stanu ustalonego będzie mogła przepływać. Z tego względu prąd szczytkowy wykrywany przez zabezpieczenie na linii objętej zwarcie może mieć wyższą wartość, co dodatkowo podkreśla fakt, że ustawienia zabezpieczenia powinny być oparte na rzeczywistych wartościach prądu, kiedy tylko jest to możliwe.

Powyższa zasada sprawdza się także w przypadku ustawienia kąta RCA. Jak pokazano, wymagane jest znamionowe ustawienie kąta RCA 0° . Może jednak być wymagane dopasowanie tego ustawienia na miejscu, aby uzyskać optymalną wartość zgodnie z występującymi poziomami oporności cewki i linii zasilającej. Obciążenie i wydajność przekładnik prądowy także będą miały na to wpływ. Efektem prądu magnesującego przekładnik prądowy będzie wytworzenie przewodu fazowego prądu. Choć pomoże to w pracy urządzeń IED linii zasilającej objętej zwarcie, obniży margines stabilności urządzeń IED poprawnie działającej linii zasilającej. Kompromis można więc osiągnąć poprzez dostrojenie kąta RCA. Regulacji dokonuje się w krokach co 1° .

6.7 CZUŁE ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE

W przypadku niektórych zwarcí doziemnych, prąd zwarciový płynący do ziemi jest ograniczany albo przez celowo wprowadzoną rezystancję (jak w przypadku niektórych sieci WN) lub rezystancję nieintencjonalną (np. w bardzo suchych warunkach, gdy podłóże ma wysoką rezystancję , jak np. ma to miejsce w przypadku piasku i skały).

Aby uzyskać odpowiednią ochronę w takich przypadkach konieczne jest zastosowanie w systemie zabezpieczenia ziemnozwarciowego nastawy znacząco niższej niż w przypadku zabezpieczenia linii normalnej. Takiej czułości nie można zapewnić z użyciem konwencjonalnych przekładników prądowych, dlatego czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe podłączane jest zwykle do przekładnika prądowego Ferrantiego (CBCT) zainstalowanego na trzech fazach kabla zasilającego. Transformator SEF powinien być transformatorem specjalnej klasy pomiarowej.

6.7.1 IMPLEMENTACJA CZASOWEGO CZUŁEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO

Czasowe czułe zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\CURRENT PROT.\SEF TOC**

Chwilowe czułe zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\CURRENT PROT.\SEF IOC**

Produkt ma zabezpieczenie **SEF TOC** z niezależną charakterystyką zwłoki czasowej:

- Szereg krzywych IDMT (Inverse Definite Minimum Time)
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- DT (Definite Time – czas określony)

W przypadku **SEF TOC** osiąga się to dzięki poniższym wartościom zadany:

- **ISEF>(n) Function** dla charakterystyki zadziałania zabezpieczenia nadprądowego
- **ISEF>(n) Reset Chr**, jeśli jest dostępna, w zależności od wyboru ustawienia **I>1 Curve**, dla charakterystyki resetowania zabezpieczenia nadprądowego

gdzie (n) jest numerem etapu.

W przypadku **SEF IOC** nie ma ustawień charakterystyki działania ani resetowania, ale są poziomy pobudzenia przepływu (prąd) i czas resetowania:

- **ISEF>(n) Current** dla poziomu pobudzenia zabezpieczenia nadprądowego SEF
- **ISEF>(n) tReset** dla czasu resetowania zabezpieczenia nadprądowego SEF
- **ISEF>(n) Time Delay** dla zwłoki czasowej zabezpieczenia nadprądowego

gdzie (n) jest numerem etapu.

Uwaga:

Odcięcie prądu skonfigurowane w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\INSTALLATION\CURRENT CUTOFF** jest ustawione na wartość 0,020 p.u. jako domyślna wartość fabryczna, zatem pomiar SEF rozpoczyna się od 20 mA. Jeżeli zmierzenia wymagają prądy o natężeniu poniżej 20 mA, ustawienie **CURRENT CUTOFF** powinno być ustawione na wartość 0 p.u. lub na taką wartość, która spełnia wymagania klienta.

6.7.2 LOGIKA NIEKIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO

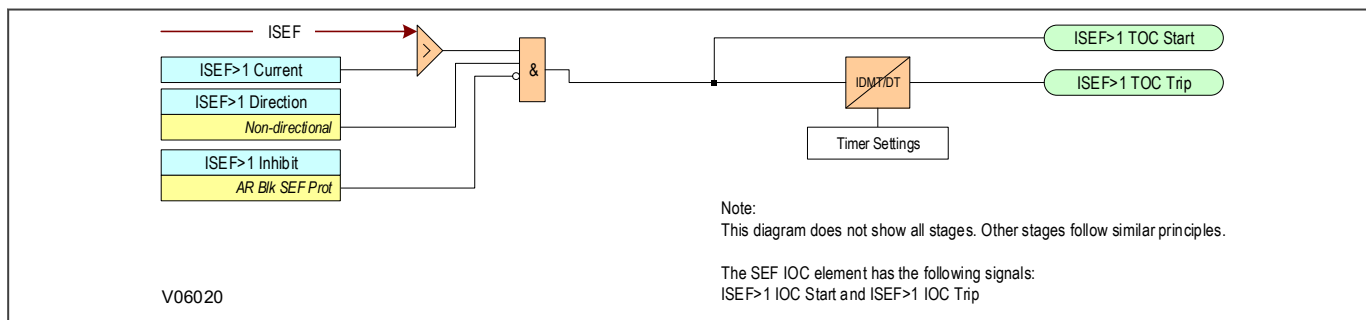


Figure 45: Logika niekierunkowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego

Prąd ziemnozwarciowy jest porównywany z wartością progową (**ISEF>(n) Current**) dla każdego etapu. Jeżeli przekracza wartość progową, wyzwalany jest sygnał Start pod warunkiem, że nie jest zablokowany. Można to zablokować sygnałem blokady skonfigurowanym w ustawieniu **ISEF>(n) Inhibit**.

Logika samoczynnego ponownego załączania może być skonfigurowana tak, aby blokowała uruchomienie SEF IOC i wyzwaliała je po zadanej liczbie prób ustawianej w opcji **Trip (n) SEF** w menu **SETPOINTS\CONTROL \AUTORECLOSE\AR SETUP**. **AR Blk SEF Prot** to sygnał FlexLogic, który pokazuje stan blokady kąta SPZ dla funkcji zabezpieczających SEF IOC. Sygnał ten można wykorzystać jako sygnał blokowania SEF IOC, jeżeli zostanie wybrany w ustawieniu **ISEF>(n) Inhibit**. Może również zostać użyty do utworzenia konfiguracji logiki w edytorze równań FlexLogic (sygnał **AR Blk Main Prot** można znaleźć w kategorii Control Elements [Elementy sterowania] przy wyborze danych wejściowych edytora równań FlexLogic).

Czułe czasowe zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe może być zgodne z podzbiorem charakterystyk IDMT opisanych w punkcie Zasady zabezpieczenia nadprądowego. W celu poznania dokładnego opisu właściwej charakterystyki IDMT należy zapoznać się z tym punktem.

Ustawienia timera można skonfigurować w zależności od tego, który typ krzywej wybrano.

Na przykładzie etapu 1:

ISEF>1 Time Dial to ustawienie **mnożnika czasu** pozwalające dostosować czas działania krzywych IEEE M/V/E Inverse, US Inverse/Short Time, ANSI E/V/N/M Inverse, IAC E/V/N/S Inverse, I2T lub I4T.

Uwaga:

Ustawienie **ISEF>1 Time Dial** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostaną wybrane krzywe IEEE/US/ ANSI/IAC/I2T/I4T IDMT.

ISEF>1 TMS to ustawienie **mnożnika czasu** pozwalające dostosować czas działania IEC S/V/E Inverse, UK Long Time Inverse, FR Short Time, Rectifier lub Standard Inverse (1,3 s).

Uwaga:

Ustawienie **ISEF>1 TMS** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostaną wybrane krzywe IEC/UK IDMT, Rectifier/Standard inverse.

Ustawienie **ISEF>1 k (RI)** definiuje stałą TMS, aby dostosować czas działania krzywej RI.

Uwaga:

Ustawienie **ISEF>1 k (RI)** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostaną wybrane krzywe RI.

ISEF>1 MRT to ustawienie **minimalnego czasu odpowiedzi** pozwalające określić minimalny czas działania elementu czułego zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego. Jeżeli zostanie wybrane ustawienie **ISEF>1 MRT** z wartością inną niż zero, minimalny czas działania elementu czułego zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego będzie ustalony przez to ustawienie, aby zagwarantować, że czas pracy elementu nigdy nie spadnie poniżej tego ustawienia. Wybrany minimalny czas działania będzie wartością maksymalną pomiędzy wartością krzywej a ustawieniem **ISEF>1 MRT**, w zależności od tego, która wartość jest większa.

Uwaga:

Ustawienie **ISEF>1 MRT** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrany dowolny typ krzywej (wszystkie krzywe poza DT).

Uwaga:

Jeżeli ustawienie **ISEF>1 MRT** wynosi zero, ustawienie zostaje wyłączone i zastosowanie będzie miało tylko czas krzywej.

Ustawienie **INc>1 DT Dod** dodaje dodatkową ustaloną zwłokę czasową do krzywej charakterystyki działania.

Uwaga:

Ustawienie **INc>1 DT Dod** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrany dowolny typ krzywej poza FlexCurves.

Ustawienie **ISEF>1 Time Delay** definiuje określoną zwłokę czasową elementu czułego zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego, gdy wybrano określony czas działania.

Uwaga:

Ustawienie **ISEF>1 Time Delay** może być widoczne z poziomu zarządzania ustawieniami tylko wówczas, gdy jako ustawienie **Curve** (Krzywa) zostanie wybrana krzywa DT (czas określony).

Ustawienie **ISEF>1 Reset Char** pozwala na wybór określonego (DT) lub odwrotnego czasu resetowania. Jeżeli zostanie wybrany reset **DT**, element czułego czasowego nadprądowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego zresetuje się po zwłoce czasowej określonej przez ustawienie **tRESET**. Jeżeli zostanie wybrany reset **Inverse** (odwrotny), czas do zresetowania jest obliczany na podstawie równania resetowania dla wybranej krzywej odwrotnej.

Jeżeli do charakterystyki działania wykorzystywana jest krzywa długotrwale odwrotna UK, prostownik, krótkotrwale odwrotna FR lub RI, przy charakterystyce resetowania zawsze zalecane jest użycie DT.

6.7.3 ELEMENT KIERUNKOWY

Jeżeli prąd może płynąć w dowolnym kierunku, należy zastosować sterowanie kierunkowe.

Element kierunkowy jest dostępny dla wszystkich etapów nadprądowego czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (SEF). Chodzi o ustawienie **ISEF>(n) Direction** (kierunek) dla danego etapu. Można go ustawić na niekierunkowy, kierunkowy do przodu lub kierunkowy w tył.

Urządzenie obsługuje standardowe, równoważone przez rdzeń sterowanie kierunkowe.

6.7.3.1 LOGIKA KIERUNKOWEGO CZUŁEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO

Urządzenie Multilin Agile IED wyposażone w element kierunkowego czułego zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego zapewnia wskazania kierunku zwarcia do przodu i do tyłu poprzez operandy SEF Dir OC FWD oraz SEF Dir OC REV. Operandy wyjścia są aktywne, gdy wartość prądu roboczego przewyższa poziom

pobudzenia (jednostka nadprądowa), a kierunek zwarcia jest postrzegany jako zorientowany w przód lub w tył (jednostka kierunkowa).

Jednostka nadprądowa odpowiada na wartość fazona częstotliwości podstawowej prądu czulego uziemienia. Istnieją oddzielne ustawienia pobudzenia prądu dla funkcji w kierunku w przód i w tył.

Jednostka kierunkowa wykorzystuje prąd czulego uziemienia (I_{sg}) do rozróżnienia wykrywania kierunku zwarcia i może zostać zaprogramowana tak, aby przy polaryzacji korzystała z napięcia składowej kolejności zerowej („Obliczone V0” lub „Zmierzone VX”). Tabele poniżej definiują element czulego zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego.

Jednostka kierunkowa				Jednostka nadprądowa
Tryb polaryzacji	Kierunek	Porównane fazory		
Napięcie	Do przodu	V_0	Isg	Prąd czulego uziemienia (Isg)
	Odwrotnie	−V_0	−Isg	

Gdzie: $V_{_0} = 1/3 * (V_{ag} + V_{bg} + V_{cg})$ = napięcie składowej kolejności zerowej

Gdy napięcie polaryzujące **POLARISING VOLTAGE** jest ustawione na „Measured VX” (Zmierzone VX), jedna trzecia tego napięcia jest podstawiana za $V_{_0}$. Kolejny rysunek wyjaśnia zastosowanie jednostki kierunkowej elementu z polaryzacją napięcia.

Rysunek poniżej przedstawia charakterystykę komparatora kąta fazy z polaryzacją napięcia dla zwarcia fazy A do ziemi z następującymi wartościami:

- RCA = 90° (kąt charakterystyczny dla elementu = linia środkowa charakterystyki działania)
- FWD LA = 80° (kąt limitu w kierunku do przodu = ± limit kątowy z kątem RCA do działania)
- REV LA = 80° (kąt limitu do tyłu = ± limit kątowy z kątem RCA do działania)

Element zawiera logikę odwrócenia prądu: jeśli kierunek wsteczny jest wskazany dla co najmniej 1,25 cyklu systemu elektroenergetycznego, perspektywiczne wskazanie w kierunku do przodu będzie opóźnione o 1,5 cyklu systemu elektroenergetycznego. Element jest zaprojektowany tak, aby emulować elektromechaniczne urządzenie kierunkowe. Większe sygnały operacyjne i polaryzacyjne będą skutkować szybszym rozróżnieniem kierunkowym, zapewniając większe bezpieczeństwo pracy danego elementu.

Funkcja skierowana do przodu jest zaprojektowana tak, aby była bezpieczniejsza od funkcji skierowanej w tył, dlatego powinna być stosowana w kierunku wyzwalania zabezpieczenia. Funkcja skierowana w tył jest zaprojektowana tak, aby działała szybciej w porównaniu z funkcją skierowaną w przód, i powinna być stosowana w kierunku blokowania. Pozwala to na lepszą koordynację zabezpieczenia.

Opisane wyżej odchylenie należy wziąć pod uwagę podczas korzystania z elementu czulego kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego ziemnozwarciowego w celu ukierunkowania pozostałych elementów zabezpieczających.

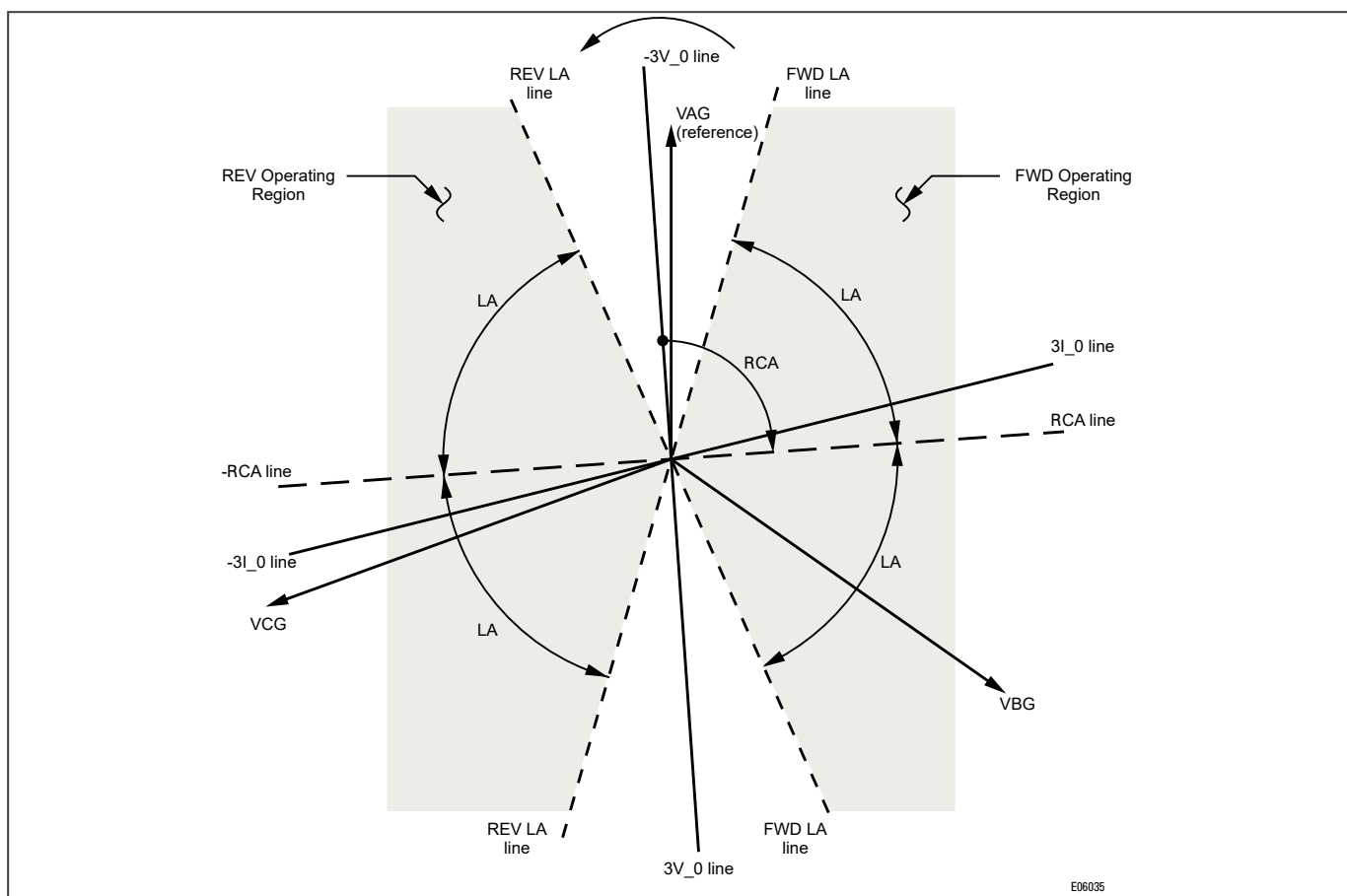


Figure 46: Charakterystyka czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego z polaryzacją napięcia

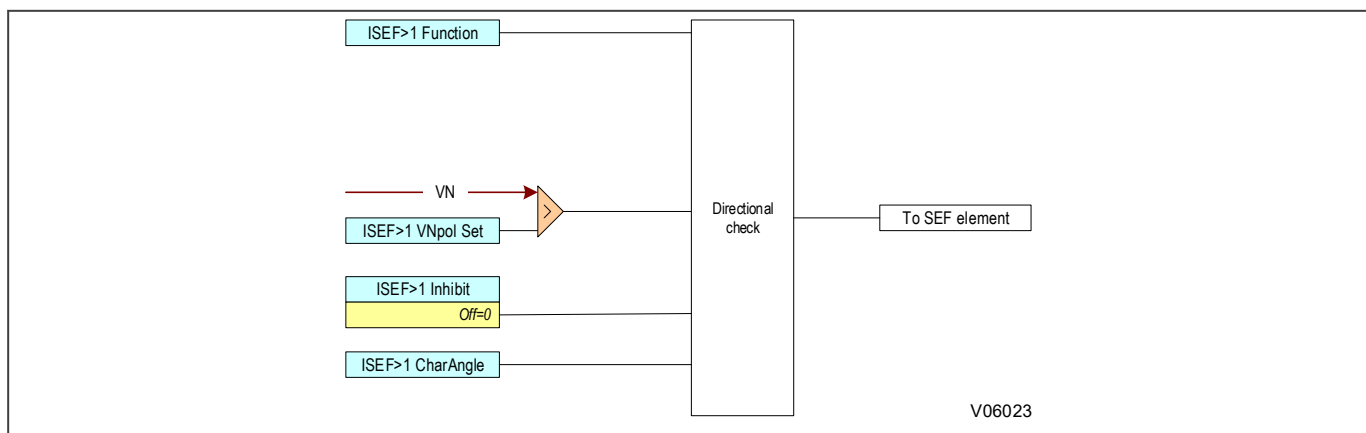


Figure 47: Kierunkowe SEF z polaryzacją VN (etap pojedynczy)

Napięcie polaryzujące można wybrać spośród wartości obliczonych i zmierzonych napięcia szcztątkowego. Dostępne opcje to *Calculated V0* (Obliczone V0) lub *Measured VN* (Mierzone VN) w ustawieniu **ISEF>1 VNpol Inp**. Jeżeli zostanie wybrana opcja Measured VN (Mierzone VN), ustawienie w **4th przekładnik napięciowy Input** w **SETPOINTS\SYSTEM\VT RATIO** powinno mieć wartość V_n , aby mierzyć napięcie VN od 4. wejścia przekładnik napięciowy.

Uwaga:

Funkcja kierunkowa jest dostępna tylko w P14D.

6.7.4 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.7.4.1 SIECI IZOLOWANE

W przypadku sieci izolowanych niemożliwe jest wykrywanie zwarcia z wykorzystaniem standardowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego. Możliwe jest użycie do tego celu zabezpieczenia przed przepięciem szczytkowym, lecz nawet przy tej metodzie nie ma możliwości pełnego rozróżnienia. Pełne selektywne zabezpieczenie ziemnozwarciowe w sieciach tego typu jest możliwe tylko przy użyciu czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego SEF. Tego typu zabezpieczenie wykrywa wypadkową asymetrię prądów ładowania sieci, które występują podczas zwarcia doziemnych. Do tego typu zastosowań należy wykorzystać przekładnik Ferrantiego. Eliminuje to prawdopodobieństwo wystąpienia prądu rozpliwowego, który może powstawać na skutek niewielkiego niedopasowania pomiędzy przekładnikami prądowymi połączonymi rezydualnie. Umożliwia to stosowanie znacznie niższej przekładni prądowej, co ułatwia uzyskanie wymaganej czułości zabezpieczenia.

Na poniższym schemacie przedstawiono izolowaną sieć ze zwarcie na fazie C.

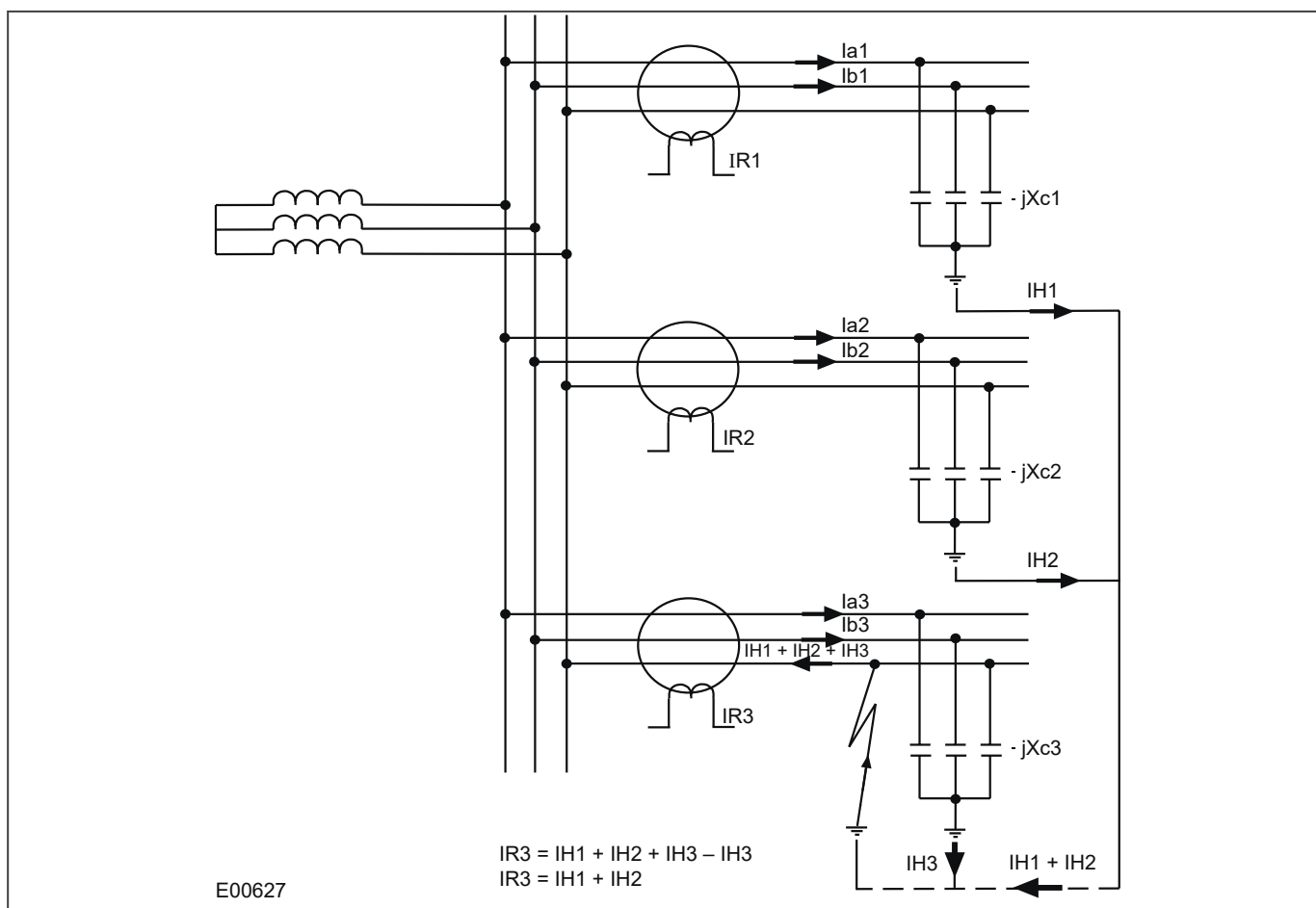


Figure 48: Rozpliw prądów w sieci izolowanej ze zwarcie na fazie C

Elementy zabezpieczające sprawnych linii wykrywają asymetrię prądu ładującego na własnych liniach zasilających. Natomiast element zabezpieczający linii, w której nastąpiło zwarcie, wykrywa prąd ładujący pochodzący od pozostałej części sieci (w tym przypadku I_{H1} oraz I_{H2}). Prąd ładowania linii zwartej (I_{H3}) zostaje zniwelowany.

Nawiązując do zamieszczonego wykresu wektorowego, można zauważyć, że zwarcie doziemne fazy C powoduje wzrost napięcia na sprawnych fazach o współczynnik $\sqrt{3}$. Prąd ładowania fazy A (I_{a1}) wyprzedza wypadkowe napięcie fazy A o 90° . Podobnie prąd ładowania fazy B wyprzedza wypadkowe napięcie V_b o 90° .

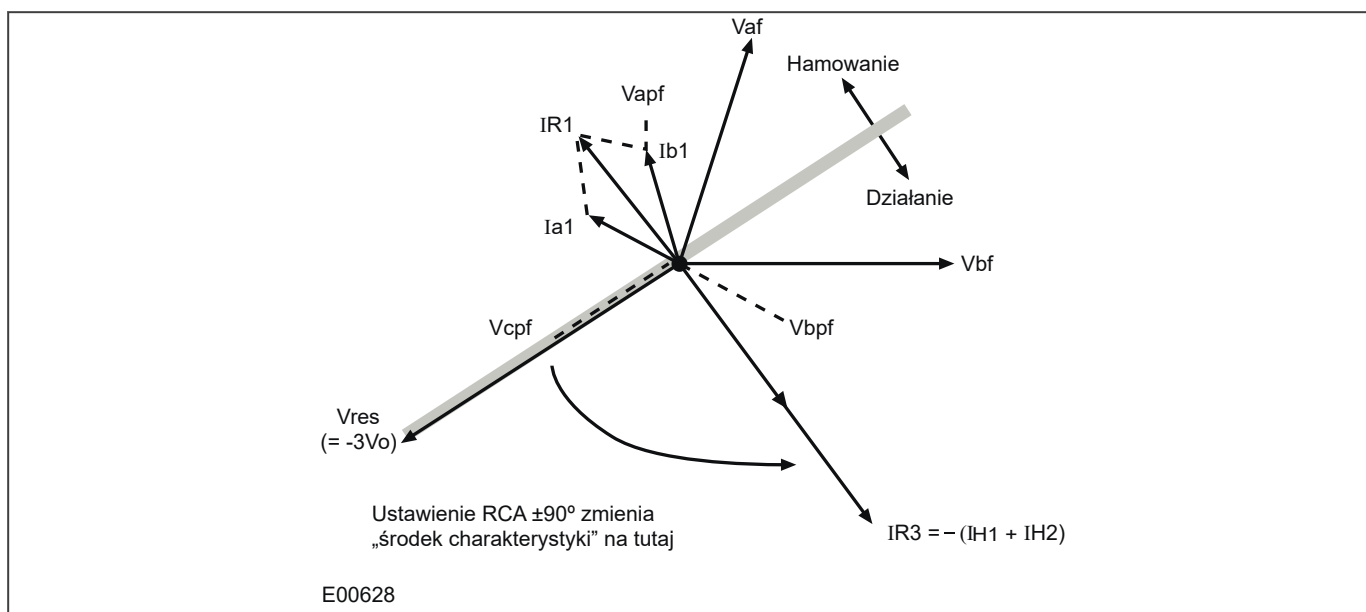


Figure 49: Wykresy fazorowe dotyczące sieci izolowanej ze zwarcem na fazie C

Wykrywana przez przekładnik Ferrantiego asymetria prądu w sprawnych liniach jest sumą wektorów I_{a1} oraz I_{b1} . W wyniku tego prąd szczytkowy jest opóźniony względem napięcia polaryzującego ($-3V_o$) o 90° . Jako że napięcia faz nie zwartych wzrastają o $\sqrt{3}$, prądy ładujące tych trzech faz są również $\sqrt{3}$ razy większe niż ich wartości w stanie ustalonym. Zatem wielkość prądu szczytkowego $IR1$ jest równa 3-krotności fazowego prądu ładowania w stanie ustalonym.

Na wykresie fazorowym pokazano, że prądy szczytkowe linii sprawnych i objętych zwarcem (odpowiednio $IR1$ oraz $IR3$) są w przeciwfazie. Można zatem zastosować element kierunkowy (jeśli jest dostępny) w celu zapewnienia selektywnej ochrony ziemnozwarciowej.

Jeżeli polaryzacja zostanie przesunięta o kąt wynoszący $+90^\circ$, prąd szczytkowy wykrywany przez przekładnik linii objętej zwarcem będzie się znajdował wewnątrz obszaru zadziałania charakterystyki kierunkowej, a prąd sprawnych linii – wewnątrz obszaru wstrzymania.

Wymagane ustawienie kąta charakterystyki dla zabezpieczenia SEF, gdy jest ono stosowane w sieciach izolowanych, wynosi $+90^\circ$. Powyższe stwierdzenie ma zastosowanie w przypadku, gdy inteligentne urządzenie elektroniczne jest podłączone w taki sposób, że prąd w przypadku zadziałania płynie od szyny zbiorczej źródła w kierunku linii. Jeżeli dla zadziałania ustawiono kierunek w przód w taki sposób, że prąd płynie od linii w kierunku szyny zbiorczej, to wymagane będzie ustawienie kąta RCA wynoszące -90° .

Uwaga:

Selektywność może być uzyskana bez konieczności stosowania kontroli kierunkowej. Jednakże można to osiągnąć wyłącznie w przypadku, gdy możliwe jest ustawienie urządzenia IED powyżej prądu ładowania chronionej linii oraz poniżej prądu ładowania dla pozostałej części sieci.

6.7.4.2 WYTICZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (SIECI IZOLOWANE)

Prąd szczytkowy linii objętej zwarcem jest równy sumie prądów obciążenia pochodzących od pozostałej części sieci. Ponadto sumowanie prądów ładowania dwóch sprawnych faz na każdej linii zasilającej daje całkowity prąd ładowania, którego wartość jest równa trzykrotności prądu fazowego. Zatem całkowity prąd niesymetryczny jest równy trzykrotności fazowego prądu ładowania pozostałej części sieci. Typowe ustawienie może zatem wynosić 30% tej wartości, tj. może być równe prądowi ładowania każdej fazy pozostałej części sieci. Z praktycznego punktu widzenia wymagane ustawienie może zostać należyście określone na miejscu, gdy możliwe będzie przyjęcie odpowiednich ustawień na podstawie uzyskanych wyników rzeczywistych.

W przypadku stosowania przekładnika Ferrantiego należy zwrócić uwagę na jego usytuowanie względem uziemienia ekranu kabla:

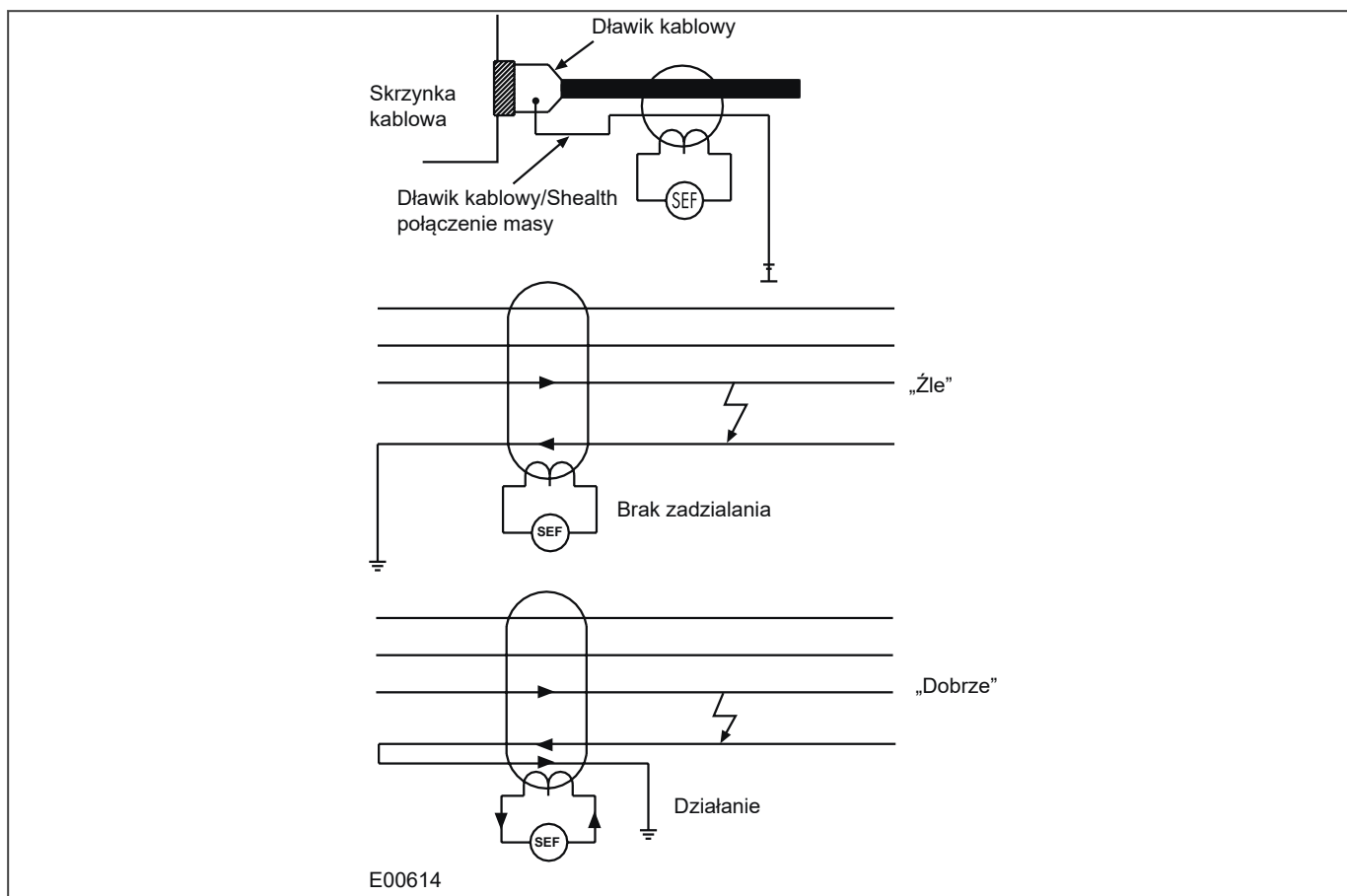


Figure 50: Usytuowanie przekładników Ferrantiego

Jeżeli ekran kabla jest zakończony na dławiku i bezpośrednio uziemiony w tym punkcie, zwarcie na kablu (pomiędzy fazą i ekranem) nie będzie skutkować jakąkolwiek asymetrią na przekładniku Ferrantiego. Dlatego też przed wykonaniem uziemienia połączenie musi być poprowadzone z powrotem przez przekładnik Ferrantiego (CBCT) i uziemione po stronie linii zasilającej. To z kolei zapewnia poprawne działanie przekaźnika w stanie zwarcia doziemnego.

6.8 ZIMNY ROZRUCH OBCIĄŻENIA

Gdy wyłącznik linii zasilającej jest zamknięty w celu podania obciążenia, poziomy prądu przepływającego przez okres następujący po podaniu zasilania mogą być znacznie wyższe niż normalne poziomy obciążenia. W rezultacie ustawienia nadprądowe, które zostały zastosowane w celu zapewnienia zabezpieczenia nadprądowego, mogą w tym okresie być niewystarczające (zimne obciążenie), ponieważ mogą inicjować zbędne wyzwolenie wyłącznika. Temu scenariuszowi można zapobiec dzięki funkcji zimnego rozruchu obciążenia (CLP).

Logika zimnego rozruchu obciążenia (CLP) działa przez:

- blokowanie co najmniej jednego etapu zabezpieczenia nadprądowego przez określony czas;
- podwyższenie ustawień zabezpieczenia nadprądowego wybranych etapów na okres zimnego obciążenia.

Dlatego logika CLP zapewnia stabilność przy jednoczesnym utrzymaniu zabezpieczenia podczas uruchomienia.

6.8.1 WDROŻENIE

Zabezpieczenie zimnego rozruchu obciążenia konfiguruje się w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\CLP**.

Ta funkcja wpływa na następujące funkcje zabezpieczające:

- wszystkie etapy zabezpieczenia nadprądowego (niekierunkowe i kierunkowe, jeżeli dotyczy)
- Wszystkie etapy zwarcia doziemnego 1 (niekierunkowe i kierunkowe, jeżeli dotyczy)
- Wszystkie etapy zwarcia doziemnego 2 (niekierunkowe i kierunkowe, jeżeli dotyczy)
- wszystkie etapy zabezpieczenia nadprądowego reagujące na składowa przeciwna

Działanie CLP ma miejsce, gdy wyłącznik pozostaje otwarty przez czas dłuższy niż **Opozni Zimn Rozr**, a następnie zostaje zamknięty. Działanie CLP jest stosowane po zwłoce **tOpozni Zimn Rozr** i utrzymuje się przez określony czas zwłoki **tOpozni Zimn Rozr** po zamknięciu wyłącznika. W czasie gdy trwa CLP, ustawienia CLP są włączone. Po upływie zwłoki czasowej **tOpozni Zimn Rozr** zastosowane są normalne ustawienia zabezpieczenia nadprądowego, a ustawienia CLP są wyłączone.

Zamiast stosować różne wartości progowe ustawienia prądu dla czasu rozruchu zimnego, można także całkowicie zablokować pracę zabezpieczenia nadprądowego na ten czas dla dowolnego z etapów zabezpieczenia nadprądowego.

Działanie zależne od napięcia także może wpływać na ustawienia zabezpieczenia nadprądowego. Jeżeli wystąpi warunek zależny od napięcia, ma on pierwszeństwo przed funkcją CLP. Jeśli warunek CLP zostanie utrzymany, a funkcja zależna od napięcia zostanie zresetowana, urządzenie będzie działać przy użyciu ustawień CLP. Elementy z opóźnieniem są resetowane do zera, jeżeli są wyłączone podczas przejścia między ustawieniami normalnymi a ustawieniami CLP.

6.8.2 LOGIKA CLP

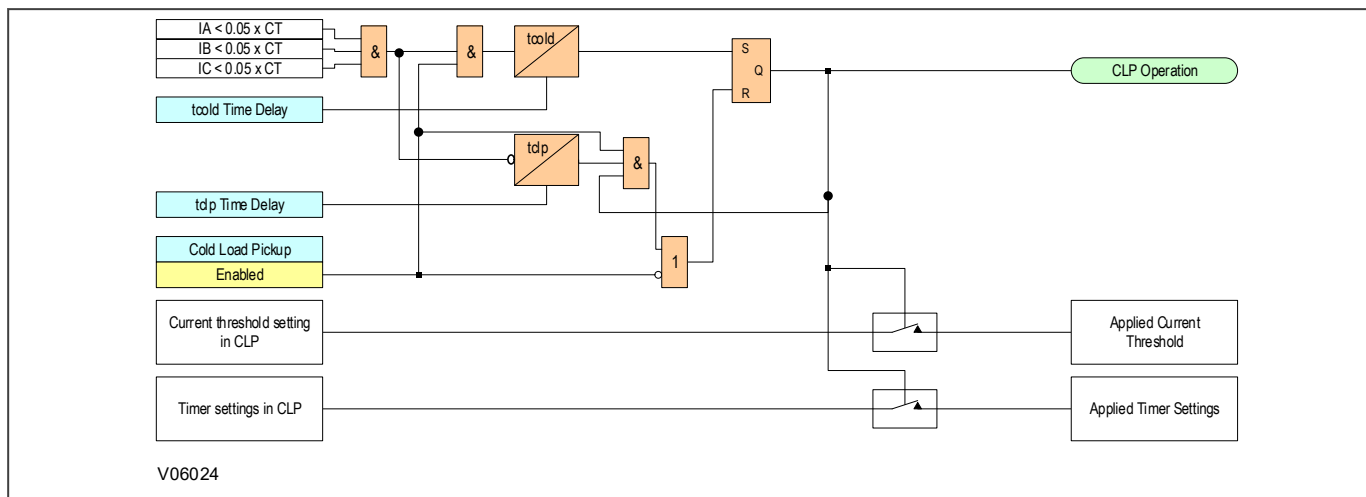


Figure 51: Logika zimnego rozruchu obciążenia

Sygnał działania CLP wskazuje, że logika CLP działa. Dzieje się tak tylko wtedy, gdy CLP jest włączony ORAZ CLP zostanie zainicjowany przez funkcję zabezpieczenia podprądowego po upływie zwłoki czasowej **tcold Time Delay**. Wskaźnik działania CLP obniża się, gdy CLP jest wyłączony lub gdy wyłącznik jest w stanie zamkniętym.

Zwłoki czasowe **Opoz Zimm Rozr** oraz **tOpoz Zimm Rozr** są inicjowane przez sygnały zabezpieczenia podprądowego generowane w urządzeniu.

6.8.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.8.3.1 CLP DO OBCIĄŻEŃ REZYSTANCYJNYCH

Typowym przykładem zastosowania logiki CLP jest zastosowanie do ciepłych obciążeń rezystancyjnych takich jak systemy klimatyzacyjne. Zazwyczaj obciążenia rezystancyjne zapewniają mniejszą rezystancję, gdy są zimne, niż wtedy, gdy są ciepłe, dlatego prąd rozruchowy będzie wyższy.

Ustawienia należy dobrać zgodnie ze spodziewanym profilem obciążenia. Jeżeli nie ma potrzeby zmieniać ustawienia dla określonego etapu, ustawienia CLP powinny być ustawione na zero, aby takie samo ustawienie zabezpieczenia nadprądowego miało zastosowanie podczas trwania CLP.

Zmiana ustawień zabezpieczenia po krótkiej przerwie w dostawie prądu może nie być konieczna. W takim przypadku można zastosować odpowiednie ustawienie timera **tcold**.

6.8.3.2 CLP DO LINII ZASILAJĄCYCH SILNIKA

Ogólnie rzecz biorąc, urządzenie zabezpieczające silnik chroniłoby linie zasilające obciążenia silnika. Jednak w sytuacji, gdy logika CLP jest dostępna w urządzeniu zasilającym, może zostać wykorzystana do zmodyfikowania ustawień zabezpieczenia nadprądowego podczas uruchomienia.

W zależności od wartości i czasu trwania prądu rozruchowego silnika może wystarczyć, gdy po prostu zablokuje się działanie elementów chwilowych. Jeżeli czas trwania rozpoczęcia jest długi, ustawienia zabezpieczenia z opóźnieniem również mogą wymagać zwiększenia. Można połączyć obie te metody i zastosować blokowanie i zwiększenie ustawień zabezpieczenia nadprądowego. W tym przypadku ustawienia zabezpieczenia nadprądowego CLP należy wybierać z uwzględnieniem charakterystyki rozruchowej silnika.

To rozwiązanie może okazać się przydatne, gdy w silniku trzeba zastosować chwilowe zabezpieczenie zwarcia doziemnego. W warunkach rozruchu silnika prawdopodobnie doszłoby do niewłaściwego zadziałania elementu ziemnozwarciowego ze względu na asymetryczną saturację przekładnik prądowy. Wynika to z wysokiego poziomu prądu rozruchowego powodującego saturację co najmniej jednego przekładnika prądowego linii zasilającej

zabezpieczenie nadprądowe/ziemnozwarciowe. Powstała w ten sposób przejściowa asymetria w wartościach prądu linii wtórnej jest wykrywana przez element ziemnozwarciowy połączony szcążkowo. Z tego względu normalne jest zastosowanie znamionowej zwłoki czasowej do elementu albo użycie szeregowego rezystora stabilizującego.

Logika CLP może zostać użyta, aby umożliwić zastosowanie skróconych czasów działania lub zmniejszonych ustawień prądu do elementu ziemnozwarciowego w normalnych warunkach pracy. Następnie te ustawienia można podwyższyć przy użyciu tej logiki przed uruchomieniem silnika.

6.8.3.3 CLP W WARUNKACH ZAŁĄCZANIA NA ZWARCIE

W niektórych zastosowaniach na linii zasilającej szybkie wyzwolenie zabezpieczenia może być wymagane, jeżeli zwarcie występuje już w linii zasilającej, gdy jest zasilana. Takie zwarcia mogą być wynikiem stanu zwarcia, który nie został wyeliminowany z linii zasilającej, lub w sytuacji, gdy po konserwacji zostały pozostawione na niej zaciski uziemiające. W każdym z tych przypadków pożądane jest szybkie wyeliminowanie warunku zwarcia zamiast czekania na zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego IDMT przez narzucony czas zwłoki.

Logika CLP może temu zaradzić. Wybrane etapy zabezpieczenia nadprądowego/ziemnozwarciowego mogą zostać ustawione na działanie chwilowe przez określony czas po zamknięciu wyłącznika (typowo 200 ms). Dlatego natychmiastowa eliminacja zwarcia zostałaby osiągnięta dla warunku Załączanie na zwarcie (SOTF).

6.9 ZABEZPIECZENIE PRZED PRZECIĄŻENIEM CIEPLNYM

Ciepło wytwarzane w elemencie instalacji to strata rezystancyjna. Termiczna charakterystyka czasowa opiera się zatem na równaniu I^2Rt . Nadmierne obciążenie cieplne występuje, gdy przez pewien czas nastąpi przepływ prądu o natężeniu, które jest wyższe niż maksymalna wartość znamionowa.

Temperatura podczas grzania zmienia się wykładniczo. Urządzenie zapewnia dwie charakterystyki zabezpieczenia przed przeciążeniem termicznym: z jedną stałą czasową i z dwiema stałymi czasowymi. Można je wybierać w zależności od zastosowania.

6.9.1 CHARAKTERYSTYKA Z JEDNĄ STAŁĄ CZASOWĄ

Ta charakterystyka jest wykorzystywana do ochrony kabli, transformatorów suchych oraz banków kondensatorów.

Charakterystyka termiczna z jedną stałą czasową jest opisana równaniem:

$$T_{op} = \tau_1 * \ln \left[\frac{\left(\frac{I_{phase}}{k * I_{pickup}} \right)^2 - \theta_0}{\left(\frac{I_{phase}}{k * I_{pickup}} \right)^2 - \theta} \right]$$

gdzie:

- T_{op} = czas do wyzwolenia, od pojemności cieplnej od θ_0 do θ po zastosowaniu prądu przeciążenia
- θ_0 = początkowa pojemność cieplna
- θ = końcowa pojemność cieplna, wyzwolenie cieplne ustawione na 100%
- τ_1 = stała czasowa nagrzewania oraz chłodzenia chronionej instalacji
- I_{phase}/I_{pickup} = stosunek rzeczywistego prądu fazowego oraz ustawienia pobudzenia
- κ = współczynnik obciążenia, stała ustawiana w zakresie od 1 do 1,5

6.9.2 CHARAKTERYSTYKA Z DWIEMA STAŁYMI CZASOWYMI

Ta charakterystyka służy do zabezpieczania urządzeń takich jak transformatory olejowe z naturalnym chłodzeniem powietrzem. Model cieplny jest podobny do modelu z jedną stałą czasową z wyjątkiem konieczności ustawienia dwóch stałych timera.

W przypadku pomijalnego przeciążenia ciepło będzie przepływać z uzwojeń do oleju izolacyjnego. Dlatego przy niskim prądzie krzywa modelowa będzie w głównej mierze zależeć od długiej stałej czasowej dla oleju. Stanowi to zabezpieczenie przed poważniejszym wzrostem temperatury oleju.

W przypadku poważnych przeciążeń ciepło gromadzi się w uzwojeniach transformatora z niewielką możliwością rozproszenia w otaczającym je oleju izolacyjnym. Dlatego przy dużych prądach krzywa modelowa zależy w głównej mierze od krótkiej stałej czasowej uzwojeń. Stanowi to zabezpieczenie przed powstaniem gorących punktów w uzwojeniach transformatora.

Ogólnie rzecz ujmując, charakterystyka z dwiema stałymi czasowymi służy do ochrony izolacji uzwojeń przed starzeniem oraz do zminimalizowania wytwarzania gazu przez przegrzany olej. Należy jednak zauważyć, że model cieplny nie kompensuje wpływu zmian temperatury otoczenia.

Charakterystyka termiczna z dwiema stałymi czasowymi jest opisana równaniem:

$$0.4 * e^{-\frac{t-t_0}{\tau_1}} + 0.6 * e^{-\frac{t-t_0}{\tau_2}} = \frac{\left(\frac{I_{phase}}{k * I_{pickup}} \right)^2 - \theta}{\left(\frac{I_{phase}}{k * I_{pickup}} \right)^2 - \theta_0}$$

gdzie:

- τ_1 = stała czasowa nagrzewania oraz chłodzenia uzwojeń transformatora
- τ_2 = stała czasowa nagrzewania i chłodzenia oleju izolacyjnego

6.9.3 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZECIĄŻENIOWEGO CIEPLNEGO

Urządzenie pracuje na prądowej charakterystyce termicznej, wykorzystując prąd obciążenia RMS do stworzenia modelu nagrzewania i chłodzenia chronionej instalacji. Element ten może być ustawiony jednocześnie na etapy alarmowe i wyzwalające.

Zabezpieczenie przed przeciążeniem cieplnym wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\CURRENT PROT.\THERMAL OVERLOAD\THERMAL O/L 1**

Znajdują się tam ustawienia dotyczące rodzaju charakterystyki, progów alarmu oraz wyzwalania i stałych czasowych.

6.9.4 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZED PRZECIĄŻENIEM CIEPLNYM

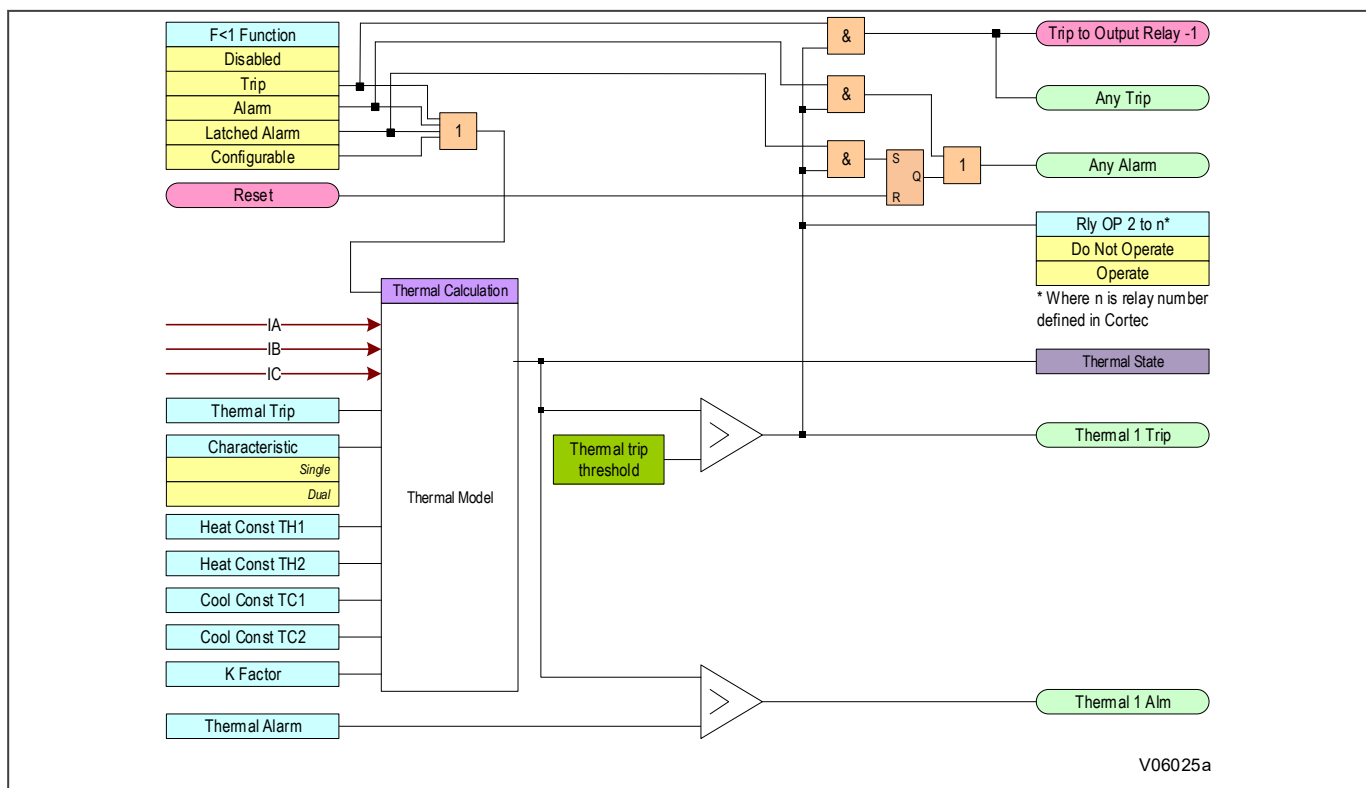


Figure 52: Logika zabezpieczenia przed przeciążeniem cieplnym

Trójfazowe prądy wejściowe stanowią dane wejściowe funkcji przeciążenia cieplnego. Jeżeli wartość tego prądu przekracza ustawienie progu wyzwalania cieplnego, aktywowany jest stan uruchomienia.

Sygnał uruchamiający jest podawany do wybranego modułu charakterystyki cieplnej, która ma trzy sygnały wyjściowe, wyzwalanie alarmu oraz pomiaru stanu cieplnego.

Stan cieplny można zresetować w menu czyszczenia rejestru.

6.9.5 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.9.5.1 WYTTCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI CHARAKTERYSTYKI Z DWIEMA STAŁYMI CZASOWYMI

Najprostszym sposobem rozwiązywania równania charakterystyki cieplnej z dwiema stałymi czasowymi jest wyrażenie prądu w funkcji czasu oraz użycie arkusza kalkulacyjnego do obliczenia prądu dla rosnącej serii czasów działania przy wykorzystaniu następującego równania, a następnie sporządzenie wykresu z wynikami.

$$I = \sqrt{\frac{0.4I_p^2 \cdot e^{(-t/\tau_1)} + 0.6I_p^2 \cdot e^{(-t/\tau_2)} - k^2 \cdot I_{FLC}^2}{0.4e^{(-t/\tau_1)} + 0.6e^{(-t/\tau_2)} - 1}}$$

	A	B	C	D	E	F
1						
2	Time constant 1 =		300 seconds			
3	Time constant 2 =		7200 seconds			
4	Pre-overload current Ip =		0.9 per unit			
5	Full load current =		1 Amps			
6						
7	OP Time (t)	Overload current (I)	Figures based on equation			
8	1	14.40852032				
9	1.5	11.7805774				
10	2	10.21617905				
11	2.5	9.150045407				
12	3	8.364131776				
13	3.5	7.754150044				
14	4	7.263123888				
15	4.5	6.856949012				

E00728

Figure 53: Arkusz kalkulacyjny charakterystyki cieplnej z dwiema stałymi czasowymi

Uwaga:

Współczynnik $K = 1,05$ na rysunku powyżej.

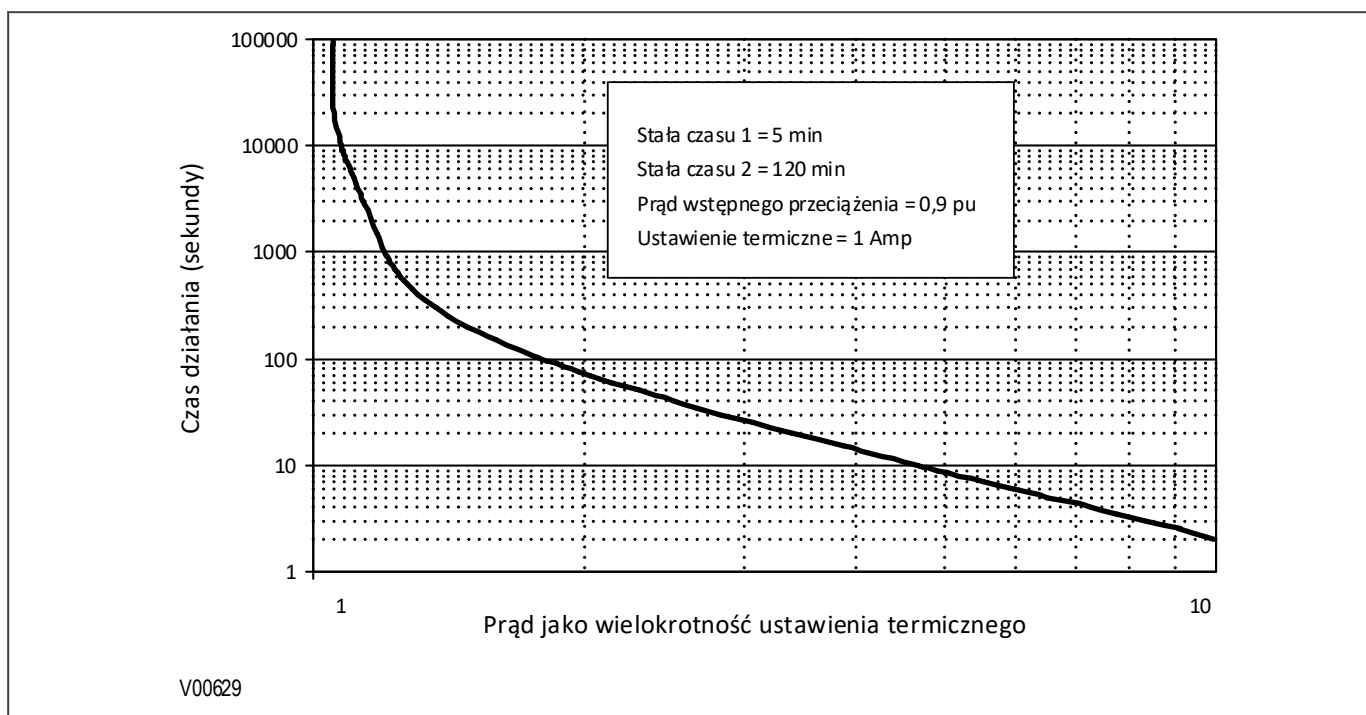


Figure 54: Charakterystyka cieplna z dwiema stałymi czasowymi

Ustawienie prądu jest obliczane w następujący sposób:

Wyzwalanie cieplne = dopuszczalne ciągłe obciążenie elementu przekładnika / przekładnia prądowa.

W przypadku transformatorów olejowych o mocy znamionowej od 400 kVA do 1600 kVA przybliżone stałe czasowe wynoszą:

- $\tau_1 = 5$ minut
- $\tau_2 = 120$ minut

Alarm może być aktywowany po osiągnięciu stanu cieplnego odpowiadającego wartości procentowej progu wyzwalania. Typowe ustawienie może wynosić: „Thermal Alarm” (Alarm Przec.) = 70% pojemności cieplnej.

Uwaga:

Ciepłne stałe czasowe podane w powyższych tabelach odnoszą się wyłącznie do typowych przypadków. W celu uzyskania dokładnych informacji zawsze należy zwracać się do producenta instalacji.

6.9.5.2 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI CHARAKTERYSTYKI Z JEDNĄ STAŁĄ CZASOWĄ

Czas do wyzwalania jest różny w zależności od prądu obciążenia, który płynął w obwodzie przed przeciążeniem, tj. czy przeciążenia nastąpiło od stanu „gorącego” czy „zimnego”.

Charakterystyka cieplna ze stałą czasową może być opisana następująco:

$$e^{(-t/\tau)} = \left[\frac{\theta - \theta_p}{\theta - 1} \right]$$

gdzie:

- θ = stan cieplny = $I^2/K^2 I_{FLC}^2$
- θ_p = stan cieplny przed zwarcie = $I_p^2/K^2 I_{FLC}^2$
- I_p to stan termiczny przed zwarcie
- I_{FLC} to prąd pełnego obciążenia

Uwaga:

Prąd wynoszący 105%Is ($K I_{FLC}$) musi być stosowany dla kilku stałych czasowych, aby możliwy był pomiar stanu cieplnego dla wartości 100%.

Nastawa prądu obliczana jest w następujący sposób:

Wyzwalanie cieplne = Dopuszczalne ciągłe obciążenie elementu instalacji/przekładnia PP.

W poniższych tabelach przedstawiono przybliżone wartości stałej czasowej wyrażonej w minutach dla różnych napięć znamionowych kabli o różnych powierzchniach przekroju żyły oraz dla różnych elementów instalacji.

Powierzchnia mm ²	6 - 11 kV	22 kV	33 kV	66 kV
25 - 50	10 minut	15 minut	40 minut	–
70 - 120	15 minut	25 minut	40 minut	60 minut
150	25 minut	40 minut	40 minut	60 minut
185	25 minut	40 minut	60 minut	60 minut
240	40 minut	40 minut	60 minut	60 minut
300	40 minut	60 minut	60 minut	90 minut

Rodzaj elementu instalacji	Stała czasowa (minuty)
Transformator suchy <400 kVA	40
Transformatory suche 400 – 800 kVA	60 - 90
Dławik bezrdzeniowy	40
Baterie kondensatorów	10
Linie napowietrzne o przekroju > 100 mm ²	10
Linie napowietrzne	10
Szyny zbiorcze	60

6.10 DETEKTOR PRZERWANIA PRZEWODU

Jednym z rodzajów zwarć niesymetrycznych są zwarcia „szeregowe” lub na „otwartym obwodzie”. Ten rodzaj zwarcia może powstawać między innymi w wyniku przerwania obwodu. Zwarcia szeregowe nie powodują wzrostu prądu fazowego i dlatego nie mogą być wykryte przez zabezpieczenie nadprądowe. Powodują one jednak powstanie niezrównoważenia w postaci składowej kolejności ujemnej prądu, która może być wykryta.

Możliwe jest stosowanie zabezpieczenia nadprądowego reagującego na składowa przeciwna do wykrywania przerwania obwodu. Jednak w lekko obciążonych liniach składowa kolejności ujemnej prądu będąca skutkiem zwarcia szeregowego może być zbliżona lub mniejsza niż w przypadku asymetrii powstającej w stanie ustalonym przy pełnym obciążeniu wynikającej z błędów przekładnik prądowy oraz asymetrii obciążenia, co sprawia, że jest ona bardzo trudna do zidentyfikowania. Zatem zwykle zabezpieczenie reagujące na składowa przeciwna nie będzie działać w przypadku niskich poziomów obciążeń. Aby temu zaradzić, urządzenie zawiera specjalny element kontroli przerwania ciągłości obwodu.

Zabezpieczenie kontrolujące **przerwanie ciągłości obwodu** mierzy stosunek składowej kolejności ujemnej do składowej zgodnej (I_2/I_1). Stosunek ten jest w przybliżeniu stały przy zmianach prądu obciążenia. Tym samym zabezpieczenie to jest bardziej czułe na zwarcia szeregowe niż standardowe zabezpieczenie reagujące na składowa przeciwna.

6.10.1 IMPLEMENTACJA KONTROLI PRZERWANIA CIĄGŁOŚCI PRZEWODU

Kontrola przerwania ciągłości przewodu jest implementowana w ścieżce **SETPPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\CURRENT PROT.\BROKEN CONDUCTOR\BROKENCONDUCTOR1**

Funkcja **Broken Conductor** (przerwana ciągłość przewodu) zawiera ustawienia umożliwiające aktywację tej funkcji w przypadku określonego progu pobudzenia i zwłoki czasowej.

6.10.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZERWANIA CIĄGŁOŚCI PRZEWODU

Funkcja ta wykryje stan przerwania ciągłości przewodu w linii lub stan niewłaściwego działania wyłącznika jednofazowego przez kontrolę fazorów wejściowych prądu fazowego oraz stosunku I_2/I_1 . W sytuacjach normalnego i zrównoważonego obciążenia stosunek ten wynosi zero, natomiast w warunkach zwarcia przy dużym obciążeniu powstaje niestabilność i ten stosunek wzrasta. Celem tej funkcji jest wykrycie tylko jednofazowych przerwanych przewodów. Przerwane przewody dwufazowe lub trójfazowe nie będą wykrywane.

Aby rozróżnić zanik pojedynczej fazy i zakłócenia we wszystkich trzech fazach (np. zmiana obciążenia, odłączanie itd.), element wykrywający przerwany przewód monitoruje zmianę we wszystkich trzech fazach prądu w aktualnej instancji oraz w czterech poprzedzających cyklach. Monitoruje także zmiany w stosunku I_2/I_1 , wartość minimalną I_1 oraz wartość maksymalną I_1 .

Tej funkcji nie powinno się używać w odpowiedzi na stany przejściowe zwarcia dla warunków wyzwolenia jednofazowego/ponownego załączenia. Dlatego należy zaprogramować odpowiednio długą zwłokę czasową, aby zapewnić koordynację z czasem przerwy beznapięciowej wyłącznika funkcji ponownego załączenia.

Wartość *Bkn Line 1 Start* będzie wysoka, gdy stosunek I_2/I_1 banku prądu przekroczy wartość progową, prąd dodatni mieści się w zakresie znamionowym, a prąd fazowy ulegnie zmianie. Flaga wyzwolenia zabezpieczenia przerwanych przewodu jest aktywowana, gdy element pozostaje pobudzony przez czas określony przez zwłokę czasową. Element natychmiast resetuje się bez zadziałania, jeżeli stosunek I_2/I_1 spadnie do wartości od 96% do 99% ustawionej wartości progowej przed osiągnięciem czasu zadziałania.

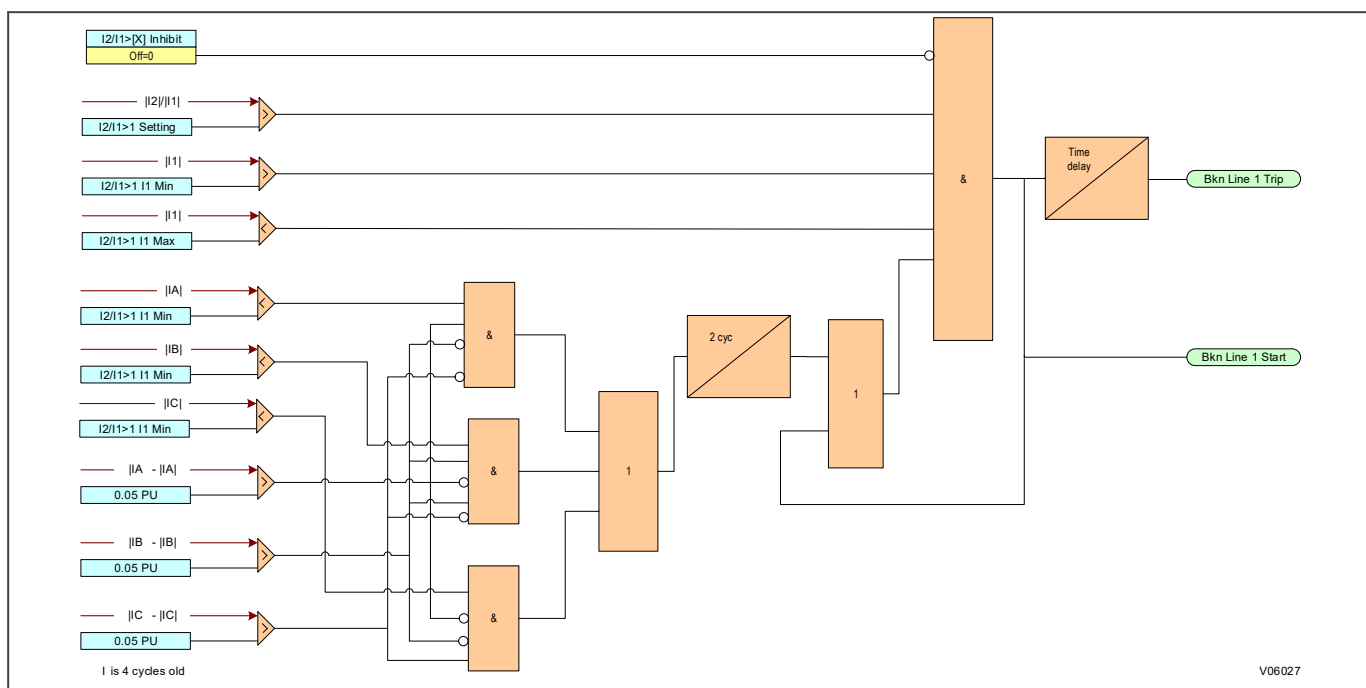


Figure 55: Logika kontroli przerwania ciągłości przewodu

6.10.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.10.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

W przypadku przerwania przewodu wpływającego na uziemiony jednopunktowy system zasilania przepływ prądu o składowej kolejności zerowej będzie niewielki, a stosunek I_2/I_1 przepływający w zabezpieczanym obwodzie będzie bliski 100%. W przypadku systemu zasilania z uziemieniem wielokrotnym (zakładając jednakową impedancję w każdej sieci sekwencyjnej) stosunek I_2/I_1 będzie wynosić 50%.

W praktyce poziomy fali stojącej prądu składowej kolejności ujemnej obecnej w instalacji determinują to ustawienie minimum. Można to określić na podstawie analizy instalacji lub z wykorzystaniem funkcji pomiarowych na etapie rozruchu. Przy zastosowaniu drugiego sposobu ważne jest, by pomiary wykonane zostały przy maksymalnym obciążeniu instalacji. Uzyska się w ten sposób pewność, że uwzględniono wszystkie obciążenia jednofazowe.

Biorąc pod uwagę możliwość zastosowania ustawień czułych, można się spodziewać, że zabezpieczenie zadziała w przypadku wystąpienia jakiegokolwiek asymetrii w sieci (na przykład w trakcie jednofazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania). Z tego też powodu niezbędna jest długa zwłoka czasowa w celu zapewnienia koordynacji z pozostałymi urządzeniami zabezpieczającymi. Typowe ustawienie zwłoki czasowej może wynosić 60 sekund.

Poniższy przykład został zarejestrowany przez urządzenie IED podczas rozruchu:

$$I_{\text{full load}} = 500 \text{ A (prąd pełnego obciążenia)}$$

$$I_2 = 50 \text{ A}$$

zatem stosunek I_2/I_1 w stanie spoczynku = 0,1

Aby uwzględnić tolerancje i zmiany obciążenia, typowe ustawienie tej wartości może wynosić 20%, zatem ustawienie powinno być następujące:

$$I_2/I_1 = 0,2$$

W zastosowaniach dwuobwodowych (linia równoległa) ustawienie wynosząca 40% zagwarantuje, że zabezpieczenie na wypadek przerwania ciągłości przewodu zadziała wyłącznie dla właściwego obwodu. Ustawienie wynosząca 0,4 będzie skutkować brakiem pobudzenia w równoległym sprawnym obwodzie.

Ustawienie zwłoki czasowej $I_2/I_1 = 60$ s pozwoli zapewnić odpowiedni czas na wyeliminowanie zwarcia międzyprzewodowego przez zabezpieczenia zwłoczne.

6.11 ZABLOKOWANE ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE

W schematach zablokowanego zabezpieczenia nadprądowego zestawy rozruchowe urządzeń IED po stronie powrotu są połączone z wejściami blokującymi urządzeń IED po stronie zasilania. To pozwala na użycie identycznych ustawień prądu i czasu na każdym z urządzeń IED w schemacie, ponieważ urządzenie znajdujące się najbliżej zwarcia nie otrzymuje sygnału blokowania i w związku z tym jest wyzwalać selektywnie. Dlatego ten rodzaj schematu zmniejsza liczbę wymaganych etapów stopniowania, a w konsekwencji skraca czas eliminacji zwarcia.

Zasada działania zablokowanego zabezpieczenia nadprądowego może być rozszerzona poprzez ustawienie szybko działających elementów nadprądowych na liniach zasilających wchodzących do podstacji, które następnie są blokowane przez styki rozruchowe z urządzeń zabezpieczających wychodzące linie zasilające. W ten sposób element szybko działający może wyzwolić zabezpieczenie w przypadku warunku zwarcia na szynie zbiorczej, ale jest stabilny w przypadku zewnętrznych zwarć linii zasilającej ze względu na sygnał blokujący.

Ten rodzaj schematu zapewnia znacznie skrócony czas eliminacji zwarcia w przypadku zwarć na szynie zbiorczej w porównaniu z konwencjonalnym zabezpieczeniem nadprądowym ze stopniowaniem czasowym. Dostępność wielu etapów zabezpieczenia nadprądowego i ziemnozwarciowego w urządzeniach IED firmy GE Vernova pozwala na zastosowanie dodatkowego zabezpieczenia nadprądowego ze stopniowaniem czasowym na potrzeby utworzenia rezerwy.

6.11.1 IMPLEMENTACJA ZABLOKOWANEGO ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO

Schematy zablokowanego zabezpieczenia nadprądowego mogą zostać zaimplementowane przy użyciu ustawień IED lub edytora równań FlexLogic. Wyjścia startowe dostępne z każdego stopnia elementów nadprądowych i ziemnozwarciowych (w tym czułego elementu ziemnozwarciowego) mogą być mapowane do styków przekaźnika wyjściowego. Wyjścia te można następnie połączyć z odpowiednimi wejściami bloku urządzeń IED po stronie zasilania przez wejścia optyczne.

6.11.2 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

6.11.2.1 SCHEMAT BLOKOWANIA SZYNY ZBIORCZEJ

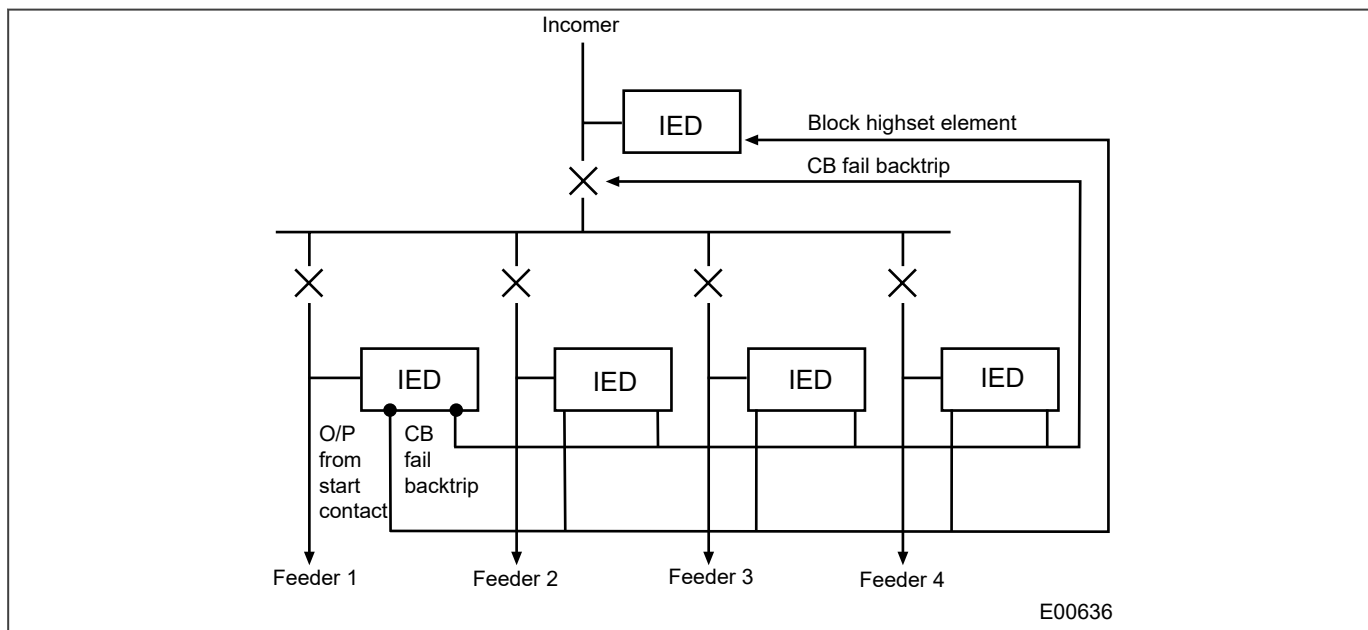


Figure 56: Prosty schemat blokowania szyny zbiorczej

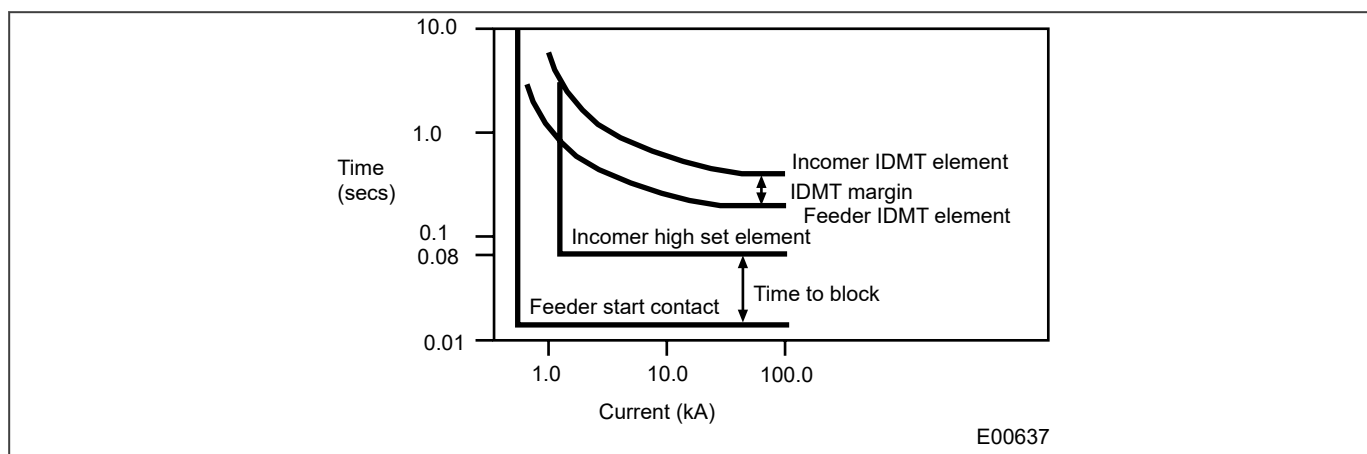


Figure 57: Charakterystyka prostego schematu blokowania szyny zbiorczej

Dalsze wytyczne dotyczące korzystania z systemów blokowanej szyny zbiorczej: patrz GE Vernova.

6.12 ZABEZPIECZENIE SOTF

Zabezpieczenie Załączanie na zwarcie (SOTF) służy do szybkiej eliminacji wszystkich wykrytych zwarć natychmiast po ręcznym załączeniu lub po załączeniu po długim czasie otwarcia wyłącznika. Bez SOTF istnieje ryzyko, że jeżeli wyłącznik zostanie załączony blisko zwarcia trójfazowego, zmierzone napięcia mogą być zbyt małe dla stref impedancji lub etapów kierunkowego zabezpieczenia nadprądowego, aby mogły działać niezawodnie.

6.12.1 IMPLEMENTACJA SOTF

Zabezpieczenie SOTF konfiguruje się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]CURRENT PROT. \SOTF\SOTF 1**.

6.12.2 LOGIKA SOTF

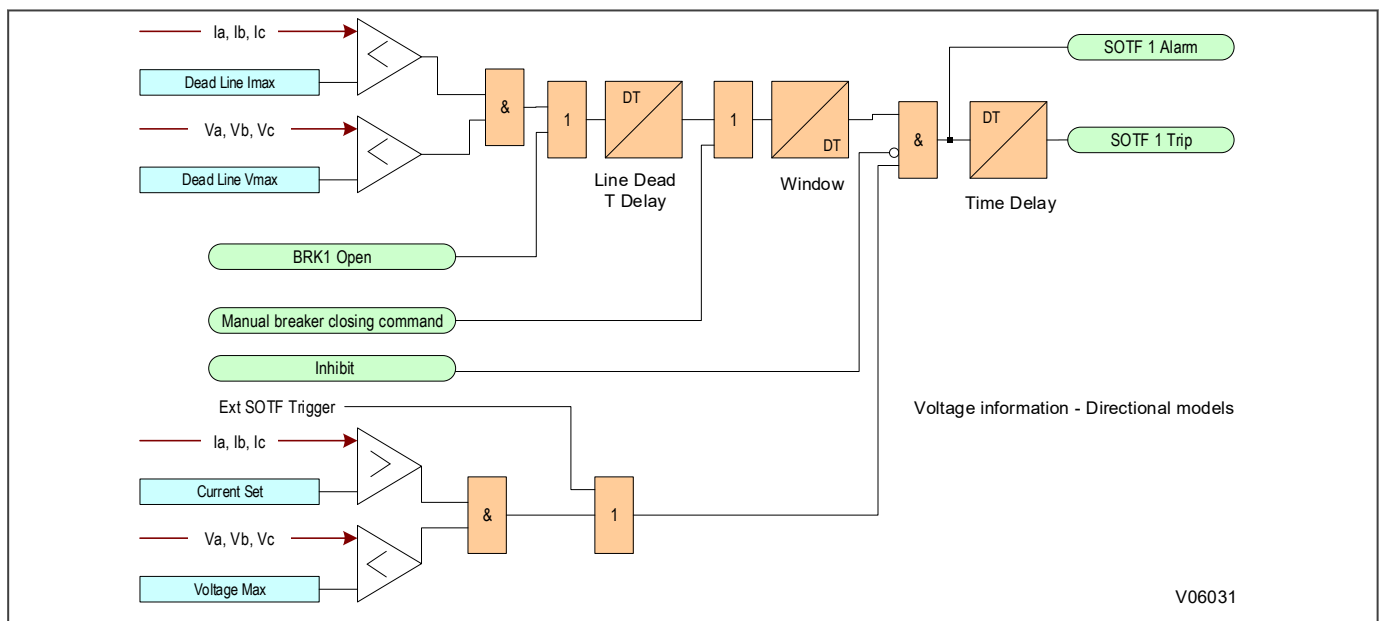


Figure 58: Logika SOTF

Uwaga:
Dotyczy wyłącznie P14D.

6.13 ZABEZPIECZENIE PODPRĄDOWE

Urządzenie IED zapewnia jeden element *UNDERCURRENT* (podprądowy) na grupę zabezpieczenia. Ten element reaguje na prąd fazowy. Alarm zostanie wywołany, jeżeli wartość któregośkolwiek z prądów fazowych spadnie poniżej poziomu pobudzenia alarmu zabezpieczenia podprądowego w czasie określonym przez opóźnienie alarmu zabezpieczenia podprądowego. Ponadto do wyzwolenia zabezpieczenia dojdzie, gdy wartość któregośkolwiek z prądów fazowych spadnie poniżej poziomu pobudzenia zabezpieczenia podprądowego w czasie określonym przez opóźnienie wyzwolenia zabezpieczenia podprądowego. Poziomy alarmu i pobudzenia wyzwolenia zabezpieczenia powinny być ustawione jako niższe niż najniższe obciążenie linii zasilającej podczas normalnego działania.

Aby aktywować ten element, zabezpieczenie podprądowe wymaga, aby wyłącznik był w stanie „załączony”. Dodatkowo element zabezpieczenia podprądowego może być blokowany przy załączeniu wyłącznika linii zasilania na czas zdefiniowany przez ustawienie Start Block Delay (Zwłoka rozpoczęcia blokady). Blokada może zostać użyta w zastosowaniach, w których obciążenie wymaga czasu, aby osiągnąć określony poziom działania, zanim nastąpi wyzwolenie lub alarm elementu zabezpieczenia podprądowego.

6.13.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PODPRĄDOWEGO

Zabezpieczenie podprądowe konfiguruje się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\CURRENT PROT.\UNDERCURRENT\UNDERCURRENT 1**.

6.13.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PODPRĄDOWEGO

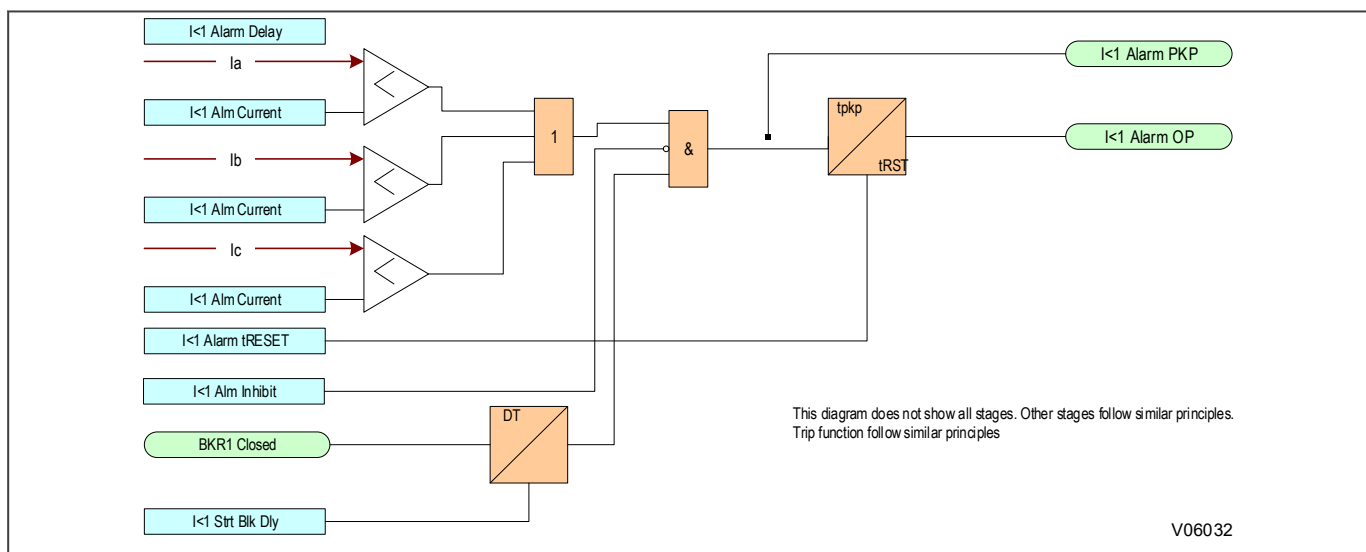


Figure 59: Logika zabezpieczenia podprądowego

6.14 OGRANICZNIK OBCIĄŻENIA

Przełącznik [product] zapewnia jeden element przekroczenia obciążenia na grupę zabezpieczenia.

Element przekroczenia obciążenia reaguje na napięcie oraz prąd składowej zgodnej oraz stosuje charakterystykę przedstawioną na poniższym rysunku:

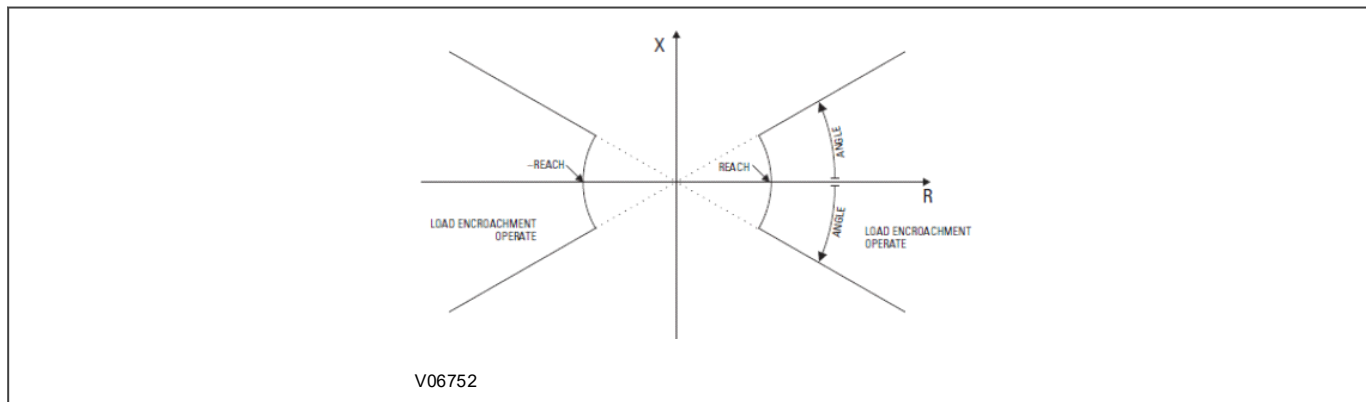


Figure 60: Charakterystyka przekroczenia obciążenia

Element działa, jeżeli napięcie składowej zgodnej jest wyższe niż ustawiony poziom, i uruchamia sygnał wyjściowy, aby mógł zostać użyty do blokowania wybranych elementów zabezpieczających, takich jak zabezpieczenie nadprądowe fazowe.

6.14.1 IMPLEMENTACJA OGRANICZNIKA OBCIĄŻENIA

W zależności od wybranego trybu przy użyciu ustawienia **Blinder Mode** (Tryb PodIMP) ogranicznik obciążenia reaguje na impedancję składowej kolejności ujemnej (Z_1) lub impedancję jednofazową (Z). Jeżeli ustawienie **Tryb PodIMP** zostanie wybrane jako trójfazowa (oparta na Z_1), impedancja składowej zgodnej (Z_1) jest obliczana na podstawie napięcia składowej zgodnej (V_1) oraz prądu składowej zgodnej (I_1). Jeżeli w ustawieniu **Blinder Mode** wybrana zostanie opcja jednofazowa (oparta na Z), impedancja fazy (Z) jest obliczana przy zastosowaniu napięć fazowych (V_a, V_b, V_c) oraz prądu fazowego (I_a, I_b, I_c).

Element działa, gdy:

- Impedancja mieści się w obszarze działania ogranicznika obciążenia. Obszar działania jest zdefiniowany jako sięgający w przód i w tył odpowiednio przy użyciu ustawień **Fwd Z Impedance/Angle** oraz **Rev Z Impedance/Angle**.
- Napięcie składowej zgodnej jest wyższe niż minimalna wartość robocza zaprogramowana jako **Blinder V<Block**.
- Napięcie składowej kolejności ujemnej jest niższe niż maksymalna wartość progowa zaprogramowana jako **Blinder I2>Block**.

Flaga wyzwolenia zabezpieczenia ogranicznika obciążenia jest aktywowana, gdy element pozostaje pobudzony przez czas określony przez ustawienie **Time Delay** (Zwłoka czasowa).

Ogranicznik obciążenia można wstrzymać przez zablokowanie wejścia przy użyciu ustawienia **Inhibit**.

6.14.2 LOGIKA OGRANICZNIKA OBCIĄŻENIA

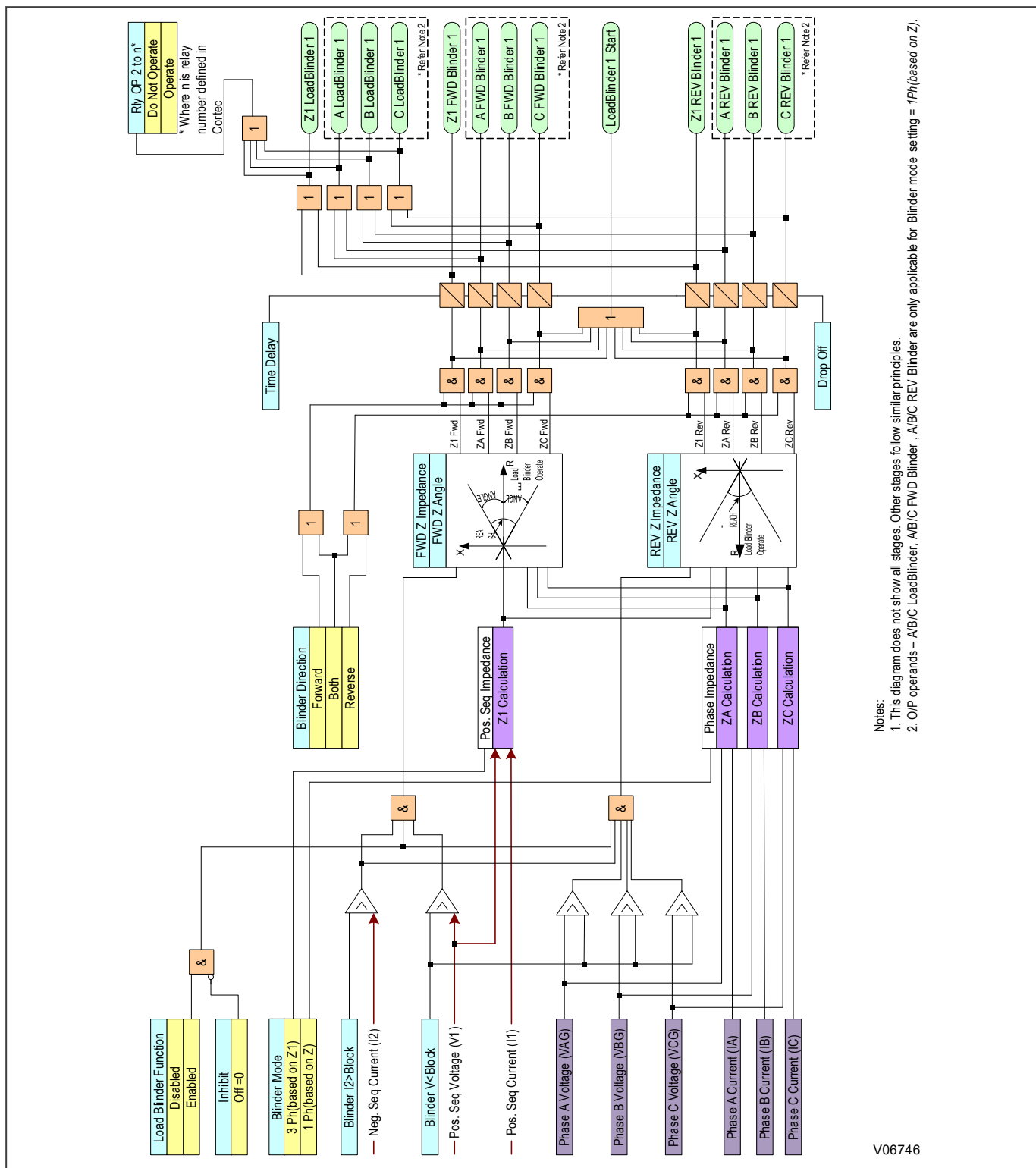


Figure 61: Logika ogranicznika obciążenia

6.14.2.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI OGRANICZNIKA OBCIĄŻENIA

Za pomocą ustawienia **Blinder Direction** (Kierunek ogranicznika) można zaprogramować kierunek zasięgu ogranicznika obciążenia jako w przód, w tył lub oba. Zasięg w przód i w tył definiuje się odpowiednio przy użyciu ustawień **Fwd Z Impedance/Angle** oraz **Rev Z Impedance/Angle**.

Ustawienia zasięgu **Przod Z Imp** oraz **Tyl Z Imp** określają zasięg rezystancyjny elementu, jak pokazano na schemacie charakterystyki ogranicznika obciążenia. Ustawienia te należy wprowadzić w omach wtórnych i obliczyć jako rezystancję składowej zgodnej wykrywaną przez przekątnik w warunkach maksymalnego obciążenia i przy jednolitym współczynniku mocy.

Ustawienia **Przod Z Kat** oraz **Tyl Z Kat** określają wielkość blokowanego obszaru, jak pokazano na schemacie charakterystyki ogranicznika obciążenia, i stosują ją do impedancji składowej zgodnej.

Ustawienie **Blinder V<Block** określa minimalne napięcie robocze składowej zgodnej/napięcia fazowego wymaganych, aby zadziałał element ograniczenia obciążenia. Jeżeli to napięcie będzie niższe niż ustawiona minimalna wartość progowa, element nie zadziała. Jeżeli przekładnik napięciowy trójfazowy jest połączony w układzie Delta, faktyczny poziom nadzoru zostałby zmieniony wewnętrznie na

$$1/\sqrt{3}$$

ustawienia użytkownika, ponieważ podstawą przekładnik napięciowy tutaj jest napięcie międzyfazowe.

Ustawienie **Bik. PodIMP I2>** określa wartość progową fazowej składowej kolejności ujemnej prądu dla funkcji ograniczenia obciążenia.

Zwłoka czasowa określa stałe opóźnienie czasu pobudzenia. Należy zaznaczyć, że aby nie doszło do omyłkowego wyzwolenia zabezpieczenia, zwłoka czasowa pobudzenia zaprogramowana w elementach zabezpieczenia nadprądowego (lub innych elementach), które są blokowane przez ogranicznik obciążenia, musi być dłuższa niż zwłoka czasowa zaprogramowana w funkcji ogranicznika obciążenia.

ROZDZIAŁ 7

OCHRONA PRZED OGRANICZONYM ZWARCIEM DOZIEMNYM

7.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Urządzenie zapewnia rozbudowaną funkcję ochrony przed ograniczonym zwarcieziemnym. W tym rozdziale opisano działanie tej funkcji, przedstawiono zasady, schematy logiczne i zastosowania.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	150
Zasady ochrony REF	151
Implementacja ochrony przed ograniczonym zwarcieziemnym	158
Uwagi dotyczące zastosowania	161

7.2 ZASADY OCHRONY REF

Zwarcia uzwojenia do rdzenia w transformatorze mogą być powodowane przebicciem izolacji. Takie zwarcia mogą charakteryzować się bardzo niskimi prądami zwarciovymi, ale nadal muszą zostać wykryte. Jeśli takie zwarcia nie będą identyfikowane, może to skutkować ekstremalnymi uszkodzeniami bardzo drogiego sprzętu.

Powiązane prądy zwarciovowe są często niższe od znamionowego prądu obciążenia. Ani zabezpieczenie nadprądowe, ani procentowe zabezpieczenie różnicowe nie są w tym przypadku wystarczająco czułe. W związku z tym potrzebujemy innego rodzaju układu zabezpieczającego. Układ zabezpieczający powinien być nie tylko czuły, ale także tworzyć strefę ochronną, która będzie ograniczona do każdego uzwojenia transformatora. Ochrona przed ograniczonym zwarcie doziemnym (REF) to mechanizm zabezpieczający, stosowany w celu ochrony pojedynczych kompletów uzwojeń transformatorów.

Na poniższym rysunku przedstawiono układ ochrony REF dla strony trójkątowej transformatora w układzie trójkąt-gwiazda.

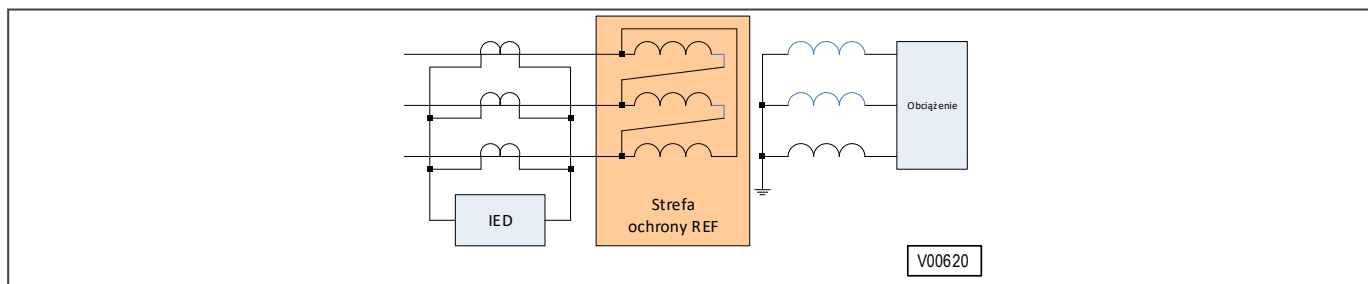


Figure 62: Ochrona REF dla strony trójkątnej

Transformatory prądowe mierzące prądy w każdej fazie są połączone równolegle. Prądy ze wszystkich trzech faz są sumowane, tworząc różnicę prądu, czasami nazywaną prądem wyciekającym. W normalnych warunkach pracy prądy trzech faz sumują się do zera, co daje zerowy prąd wyciekający. Zwarcie po stronie gwiazdowej również nie spowoduje powstania prądu wyciekającego, ponieważ prąd zwarcia po prostu krążyłby w uzwojeniach trójkątnych. Jednak gdyby w którymkolwiek z trzech uzwojeń trójkątnych doszło do zwarcia, impedancja zwartego uzwojenia uległaby zmianie, co skutkowałoby niedopasowaniem prądów fazowych i doprowadziłoby do powstania prądu wyciekającego. Jeśli prąd wyciekający będzie wystarczająco duży, spowoduje uruchomienie polecenia wyzwolenia.

Na poniższym rysunku przedstawiono układ ochrony REF dla strony gwiazdowej transformatora w układzie trójkąt-gwiazda.

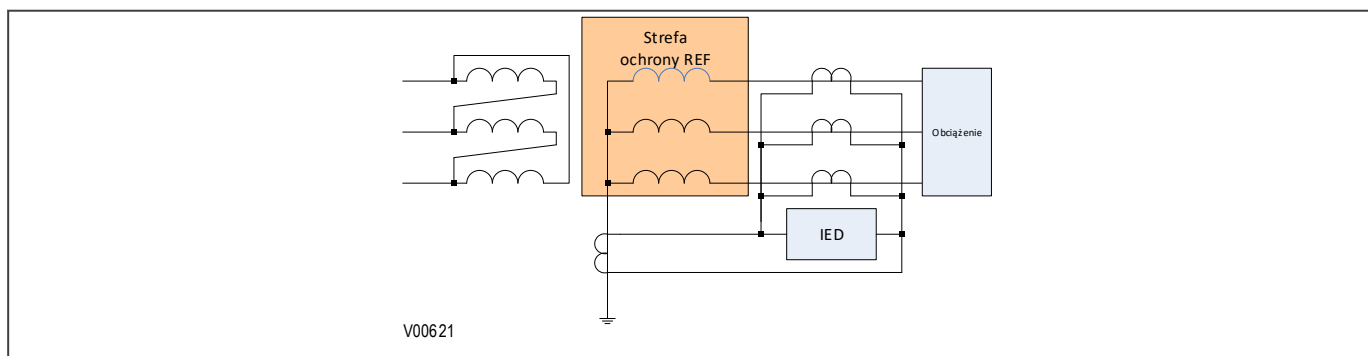


Figure 63: Ochrona REF dla strony gwiazdowej

Tutaj mamy podobny układ transformatorów prądowych połączonych równolegle. Różnica polega na tym, że musimy również zmierzyć prąd sekwencji zerowych w przewodzie neutralnym. Niezrównoważone zwarcie zewnętrzne powoduje przepływ prądu sekwencji zerowej przez przewód neutralny, co skutkuje nierównomiernymi prądami w fazach, na skutek których zabezpieczenie może nie działać prawidłowo. Pomiar tego prądu sekwencji zerowej i umieszczenie go równolegle z pozostałymi trzema zapewnia zrównoważenie prądów, które skutkuje

stabilną pracą. Teraz tylko zwarcie wewnątrz uzwojenia gwiazdowego może spowodować nierównowagę wystarczającą do spowodowania wyzwolenia.

7.2.1 UZWOJENIA GWIAZDOWE Z UZIEMIENIEM REZYSTANCYJNYM

W większości systemów dystrybucyjnych go ograniczania prądu zwarciego wykorzystuje się systemy z uziemieniem rezystancyjnym. Należy wziąć pod uwagę poniższy schemat, na którym przedstawiono zwarcie doziemne w uzwojeniu gwiazdowym transformatora Dyn z uziemieniem rezystancyjnym (Dyn = układ trójkąt-gwiazda z połączeniem neutralnym z punktem gwiazdowym).

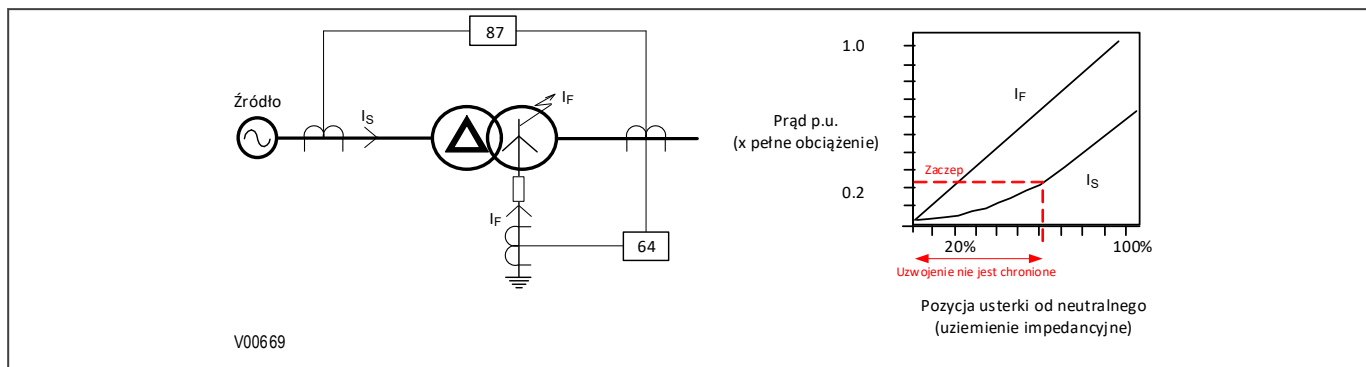


Figure 64: Ochrona REF w przypadku systemów z uziemieniem rezystancyjnym

Wartość prądu zwarciego (I_F) zależy od dwóch czynników:

- Wartości rezystancji uziemienia (która sprawia, że impedancja ścieżki zwarcia jest nieistotna)
- Napięcia w punkcie zwarcia (które jest zależne od lokalizacji zwarcia)

Ponieważ prąd zwarciego (I_F) jest regulowany przez rezystancję, jego wartość jest wprost proporcjonalna do lokalizacji zwarcia.

Element ograniczonego zwarcia doziemnego jest podłączony w celu bezpośredniego pomiaru I_F . Zapewnia to bardzo czułą ochronę przed zwarcie doziemnym. Całkowita ochrona różnicowa jest mniej czuła, ponieważ mierzy tylko parametr I_S prądu WN. Wartość I_S jest ograniczona liczbą uszkodzonych zwojów wtórnych w stosunku do zwojów WN.

7.2.2 UZWOJENIA GWIAZDOWE Z UZIEMIENIEM BEZPOŚREDNIM

W większości systemów przesyłowych wykorzystuje się systemy z uziemieniem bezpośrednim. Należy wziąć pod uwagę poniższy schemat, na którym przedstawiono zwarcie doziemne w uzwojeniu gwiazdowym transformatora Dyn z uziemieniem bezpośrednim.

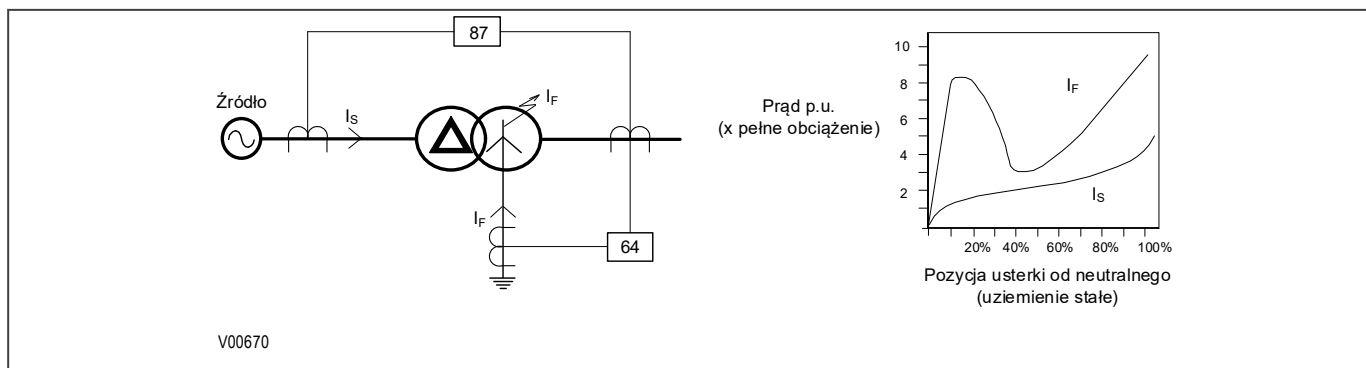


Figure 65: Ochrona REF w przypadku systemu z uziemieniem bezpośrednim

W tym przypadku prąd zwarcia I_F zależy od:

- Reaktancji upływu uzwojenia
- Impedancji w ścieżce zwarcia
- Napięcia w punkcie zwarcia (które jest zależne od lokalizacji zwarcia)

W tym przypadku wartość prądu zwarcia (I_F) zmienia się w złożony sposób w zależności od miejsca zwarcia.

Element ograniczonego zwarcia doziemnego jest podłączony w celu bezpośredniego pomiaru I_F . Zapewnia to bardzo czułą ochronę przed zwarciem doziemnym.

W przypadku systemów z uziemieniem bezpośrednim prąd roboczy dla zabezpieczenia różnicowego transformatora jest nadal znaczący podczas zwarcia na większości uzwojenia. Z tego powodu niezależna ochrona REF mogła nie być wcześniej brana pod uwagę, zwłaszcza gdy potrzebne byłoby dodatkowe urządzenie. Jednak dzięki temu produktowi można ją stosować bez dodatkowych kosztów.

7.2.3 STABILNOŚĆ W ZAKRESIE ZWARĆ PRZELOTOWYCH

W idealnych warunkach CT po obu stronach układu z zabezpieczeniem różnicowym byłyby identyczne i miałyby identyczne charakterystyki, aby zapobiegać powstawaniu różnicy prądu. Jednak w rzeczywistości CT nigdy nie mogą być identyczne, dlatego pewna różnica prądu jest nieunikniona. W miarę wzrostu prądu zwarcia przelotowego w uzwojeniu pierwotnym, rozbieżności wprowadzane przez niedopasowane CT zwiększają się, powodując narastanie różnicy prądu. Ostatecznie wartość różnicy prądu osiąga próg prądu zadziałania, powodując zadziałanie elementu zabezpieczającego. W takich przypadkach mówi się, że układ różnicowy utracił stabilność. Aby określić zdolność układu różnicowego do powstrzymywania się przed wyzwaniem przy zwarcach zewnętrznych, definiujemy parametr zwany „limitem stabilności w zakresie zwarc przelotowych”, który jest maksymalnym prądem zwarcia przelotowego, jaki układ może obsłużyć bez utraty stabilności.

7.2.4 TYPY OGRANICZONYCH ZWARĆ DOZIEMNYCH

Istnieją dwa różne typy ograniczonego zwarcia doziemnego: REF o niskiej impedancji (znane również jako spolaryzowane REF) i REF o wysokiej impedancji. Każda metoda kompensuje wpływ błędów zwarcia przelotowego w inny sposób.

W przypadku REF o niskiej impedancji mierzy się prąd zwarcia przelotowego, który jest wykorzystywany do odpowiedniej zmiany czułości elementu REF poprzez stosowanie charakterystyki polaryzacji. A zatem im wyższy prąd zwarcia przelotowego, tym większa musi być różnica prądu, aby urządzenie wydało sygnał wyzwający. Składnik polaryzacji przejściowej często dodaje się w celu poprawy stabilności podczas zwarc zewnętrznych.

Zabezpieczenie o niskiej impedancji było kiedyś uważane za mniej bezpieczne niż zabezpieczenie o wysokiej impedancji. Nie jest to już prawdą, ponieważ numeryczne urządzenia IED wykorzystują zaawansowane algorytmy, aby dopasować wydajność schematów o wysokiej impedancji. Poniżej wymieniono kilka zalet stosowania REF o niskiej impedancji:

- Brak potrzeby stosowania dedykowanych CT. W rezultacie koszt CT jest znacznie obniżony
- Okablowanie jest prostsze, ponieważ nie wymaga zewnętrznego rezystora ani urządzenia Metrosil
- Możliwość używania wspólnych wejść prądu fazowego
- Zapewnia wewnętrzną kompensację niedopasowania stosunku CT. Potrafi dopasować stosunki CT sięgające 1:40, zapewniając elastyczność w projektowaniu podstacji i niższe koszty
- Zaawansowane algorytmy zapewniają bezpieczeństwo ochrony

Dzięki REF o wysokiej impedancji nie ma charakterystyki polaryzacji, a próg wyzwolenia jest ustawiony na stałym poziomie. Jednak technika różnicowa o wysokiej impedancji zapewnia, że impedancja obwodu jest wystarczająco wysoka, dzięki czemu napięcie różnicowe w warunkach zwarcia zewnętrznego jest niższe niż napięcie potrzebne do stymulowania różnicy prądu poprzez urządzenie. Zapewnia to stabilność w warunkach zwarcia zewnętrznego, więc urządzenie będzie działać tylko w przypadku zwarc występujących wewnątrz chronionej strefy.

Ochrona REF o wysokiej impedancji reaguje na napięcie w punktach połączenia różnicowego. Podczas zwarc zewnych, nawet przy poważnym nasyceniu niektórych CT, napięcie nie wzrasta powyżej pewnego poziomu, ponieważ inne CT zapewnią ścieżkę o niższej impedancji w porównaniu z impedancją wejściową urządzenia. Zasada ta jest stosowana od ponad pół wieku. Poniżej wymieniono kilka zalet stosowania REF o wysokiej impedancji:

- Zapewnia ona prosty, sprawdzony algorytm, który jest szybki, solidny i bezpieczny
- Jest mniej wrażliwa na nasycenie CT

7.2.4.1 ZASADA DZIAŁANIA REF O NISKIEJ IMPEDANCJI

Ochronę REF o niskiej impedancji można stosować zarówno do uzwojeń w układzie trójkątowym, jak i w układzie gwiazdowym, zarówno w systemach z uziemieniem bezpośrednim, jak i uziemionych poprzez rezystancję. Podłączenie do nowoczesnego urządzenia IED wygląda następująco:

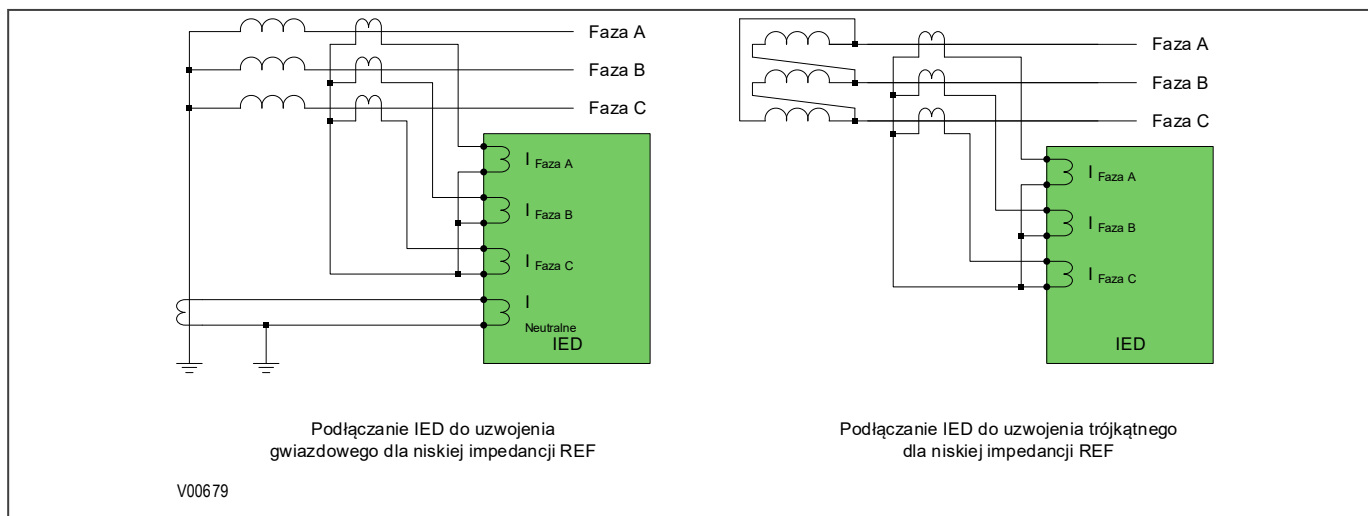


Figure 66: Połączenie REF o niskiej impedancji

7.2.4.1.1 CHARAKTERYSTYKA POLARYZACJI NISKIEJ IMPEDANCJI

Zazwyczaj charakterystyka z potrójnym zboczem jest stosowana w następujący sposób:

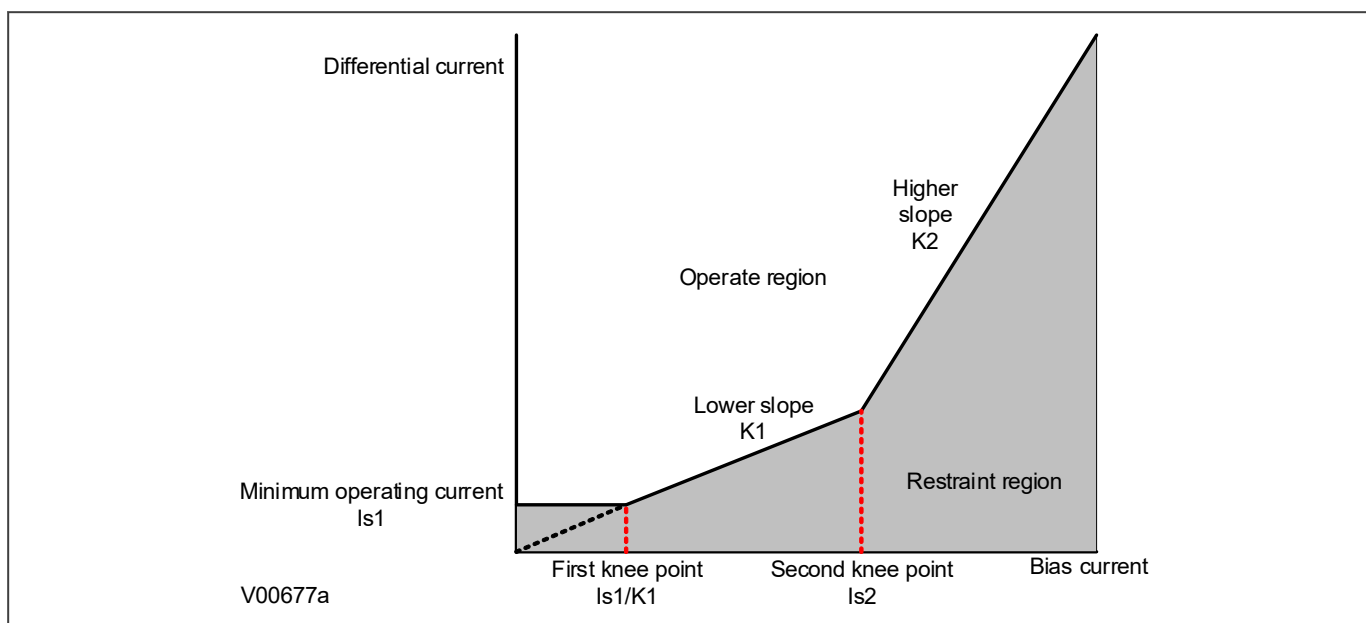


Figure 67: Charakterystyka polaryzacji REF z potrójnym zboczem

Obszar płaski tej charakterystyki to minimalny prąd różnicowy wymagany, aby wywołać wyzwolenie zabezpieczenia (prąd zadziałania) przy prądach o niskiej polaryzacji. Począwszy od pierwszego punktu załamania prąd roboczy wzrasta liniowo z prądem podkładu, jak przedstawia dolne zbocze na charakterystyce. To dolne zbocze zapewnia czułość na zwarcia wewnętrzne. Począwszy od drugiego punktu załamania prąd roboczy wzrasta dalej liniowo z prądem podkładu, ale szybciej. Drugie zbocze zapewnia stabilność w warunkach zwarcia przelotowego.

Uwaga:

W zastosowaniach z ograniczonym zwarciem doziemnym kompensacja prądu polaryzacji jest również znana jako REF o niskiej impedancji.

7.2.4.2 ZASADA DZIAŁANIA WYSOKOIMPEDANCYJNEGO STREFOWEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO (REF)

Schemat ten jest bardzo czuły i może chronić przed niskimi prądami zwarciovymi typowymi dla zwarć w uzwojeniach.

Wysokoimpedancyjne selektywne zabezpieczenie ziemnozwarciowe działa na zasadzie różnicowej. Funkcjonuje na zasadzie prądu krążącego, jak pokazano na poniższym schemacie.

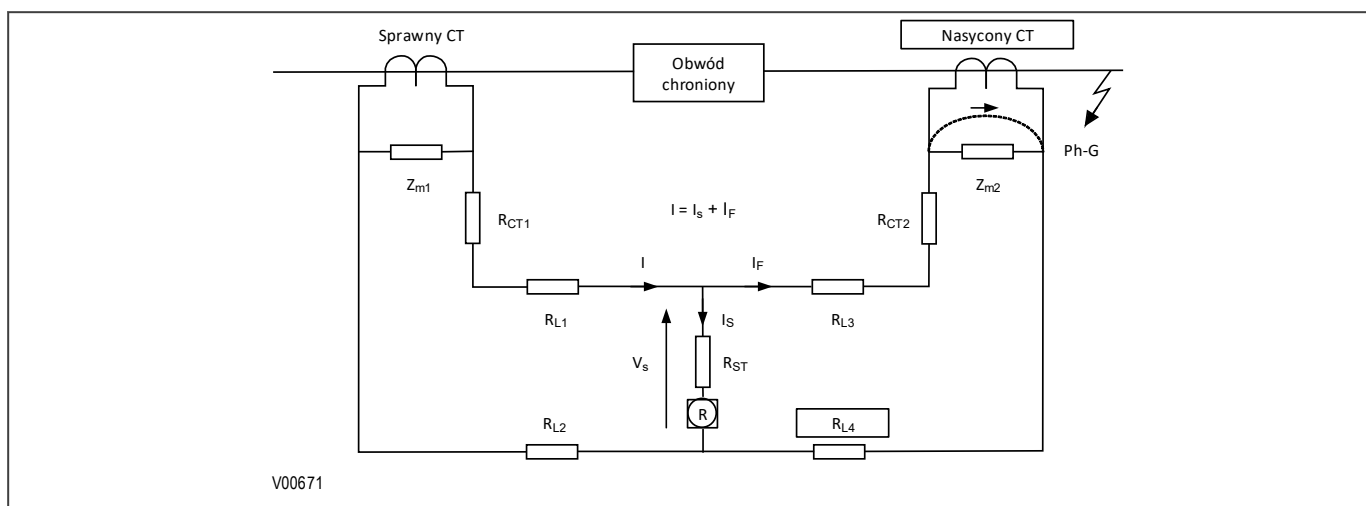


Figure 68: Zasada działania wysokoimpedancyjnego strefowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (REF)

Liniowy przekładnik prądowy, na którym występują silne zwarcia przelotowe, może wprowadzać nierównomierne nasycenie skutkujące asymetrią. W celu zapewnienia stabilności w takich warunkach konieczne jest szeregowe włączenie rezystora zewnętrznego, tak aby większość prądu asymetrycznego przepływała przez nasycony przekładnik prądowy. W rezultacie prąd przepływający przez przekładnik będzie mniejszy od ustawionego, co pozwoli na zachowanie stabilności podczas zwarc zewnątrznych.

Napięcie na elemencie REF $V_s = I_F (R_{CT2} + R_{L3} + R_{L4})$

Rezystor stabilizujący $R_{ST} = V_s / I_s - R_R$

gdzie:

- I_F = maksymalny wtórny prąd zwarcia przelotowego
- R_R = obciążenie urządzenia
- R_{CT} = wtórna rezystancja uzwojenia przekładnik prądowy
- R_{L2} oraz R_{L3} = rezystancje przewodów od urządzenia do przekładnika prądowego
- R_{ST} = rezystor stabilizujący

Wysokoimpedancyjne strefowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe REF można stosować do uzwojeń w układzie delta oraz w układzie w gwiazdę – zarówno w systemach z uziemieniem bezpośrednim, jak i uziemionych poprzez rezystancję. Podłączenia do nowoczesnego inteligentnego urządzenia elektronicznego są następujące:

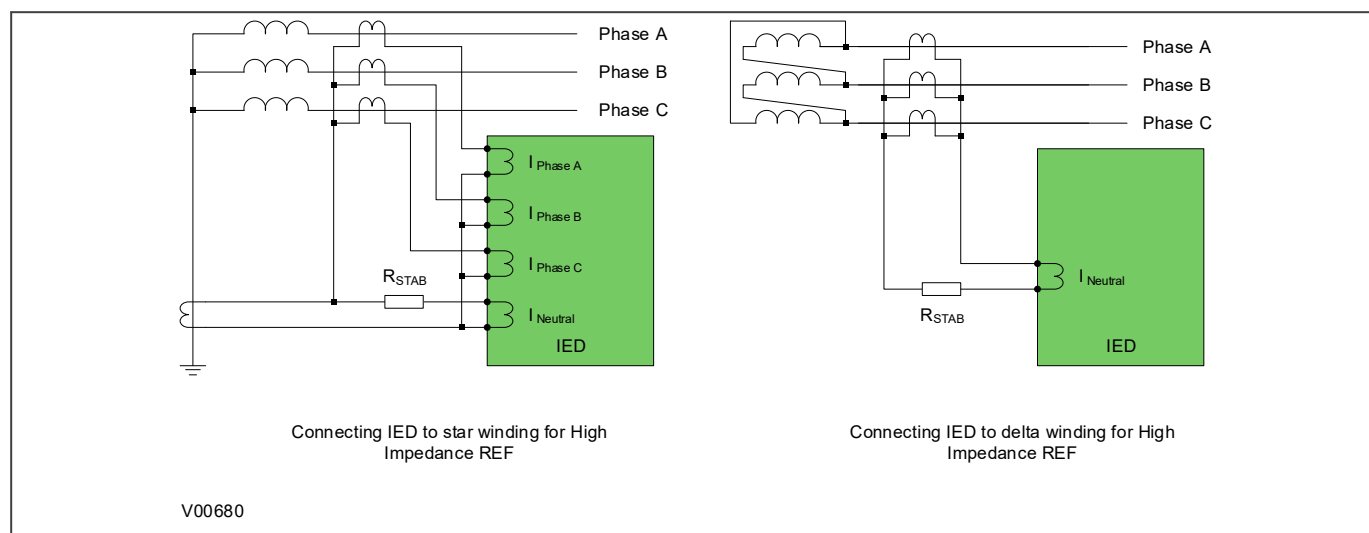


Figure 69: Połączenie wysokoimpedancyjnego zabezpieczenia REF

7.3 IMPLEMENTACJA OCHRONY PRZED OGRANICZONYM ZWARIEM DOZIEMNYM

7.3.1 USTAWIENIA STREFOWEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO

Strefowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe jest wprowadzane w menu Restricted E/F we właściwej grupie ustawień. To tutaj ustawia się stałe i prądy podkładu.

Zabezpieczenie REF może zostać skonfigurowane tak, aby działało jako element wysokoimpedancyjny lub polaryzacyjny.

7.3.2 REF O NISKIEJ IMPEDANCJI

7.3.2.1 USTAWIENIE CHARAKTERYSTYKI POLARYZACJI

Niskoimpedancyjne zabezpieczenie REF korzysta z charakterystyki polaryzacji w celu zwiększenia czułości oraz stabilizacji w razie zwarć przelotowych. Prąd wymagany do wyzwolenia zabezpieczenia różnicowego urządzenia IED nazywa się prądem zadziałania. Prąd zadziałania to funkcja prądu różnicowego i prądu polaryzacji zgodnie z charakterystyką polaryzacji.

Prąd różnicowy definiuje się w następujący sposób:

$$I_{diff} = (\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C) + K \bar{I}_N$$

Prąd polaryzacji jest następujący:

$$I_{bias} = \frac{1}{2} \left\{ \max[|I_A|, |I_B|, |I_C|] + K |I_N| \right\}$$

gdzie:

- K = neutralna przekładnia prądowa / liniowa przekładnia prądowa
- I_N = prąd mierzony przez neutralny przekładnik prądowy

Dopuszczalny zakres dla K wynosi:

$0,05 < K < 15$ w przypadku standardowych przekładników prądowych

$0,05 < K < 20$ w przypadku czułych przekładników prądowych

Prąd zadziałania oblicza się według poniższej charakterystyki:

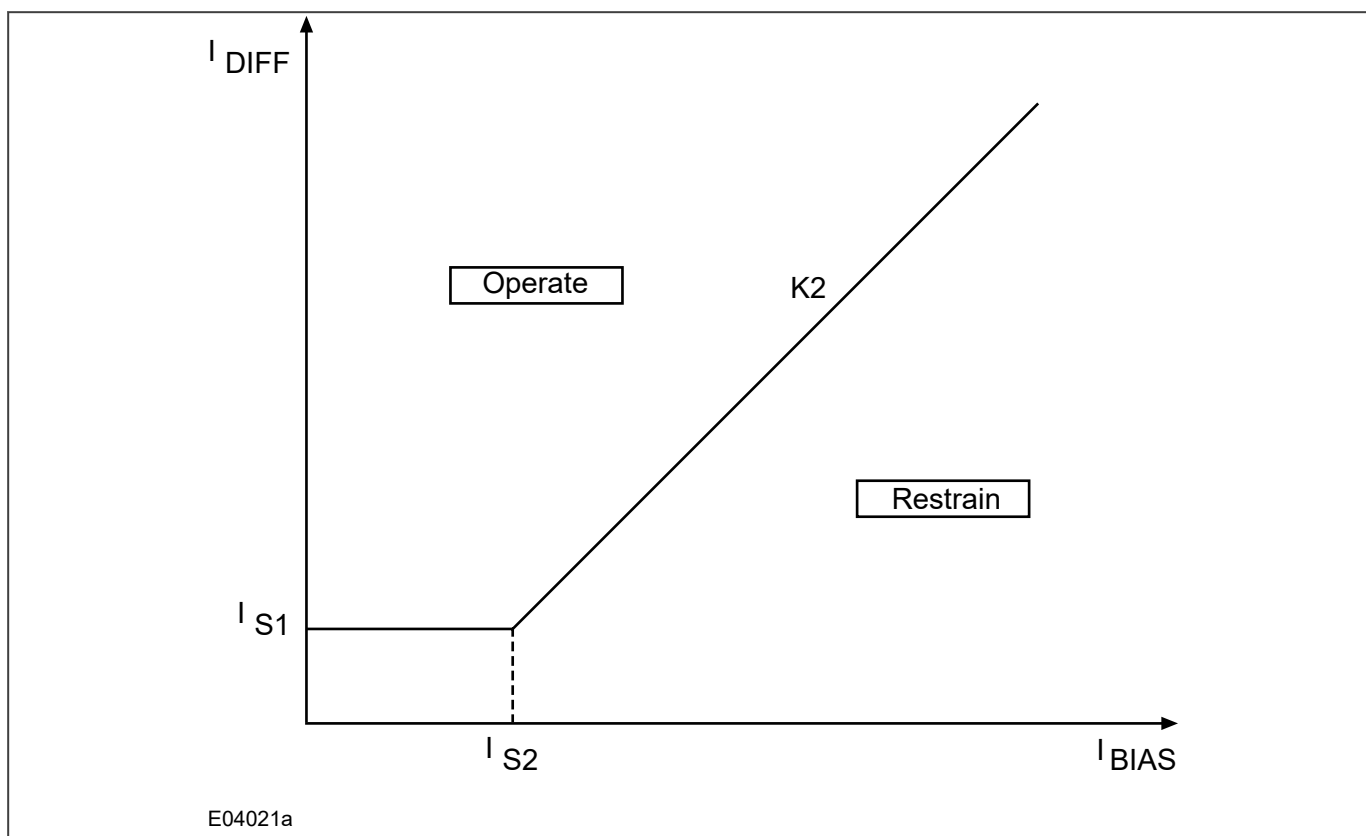


Figure 70: Charakterystyka polaryzacji REF

Do zdefiniowania charakterystyki polaryzacji zapewnione są następujące ustawienia:

- **$I_{No} > I_{S1}$** : ustawia minimalną wartość progową wyzwolenia zabezpieczenia
- **$I_{No} > I_{S2}$** : ustawia punkt załamania prądu polaryzacji, w którym wymagany prąd wyzwolenia zaczyna rosnąć
- **$I_{No} > k1$** : określa pierwsze zbocze
- **$I_{No} > k2$** : określa drugie zbocze

Uwaga:

Wartości I_{S1} oraz I_{S2} są powiązane z liniową przekładnik prądowy, która zawsze jest referencyjną przekładnik prądowy.

Uwaga:

Aby uzyskać parametry z wykresu powyżej, I_{S2} powinno być równe $I_{S1}/K1$. Nie ustawiać $K1 = 0$ (ponieważ w tym przypadku jednostka zawsze wyzwoli zabezpieczenie, gdy prąd roboczy przekroczy I_{S1}). Jednak jeżeli $I_{S2} = I_{S1}/K1$, to drugi punkt załamania przesuwa się na pierwszy punkt załamania, dolne zbocze rozciągające się od $I_{S1}/K1$ do I_{S2} przestaje istnieć i zastosowana zostaje charakterystyka ograniczenia wyższego zbocza, $K2$.

7.3.3 WYSOKOIMPEDANCYJNE ZABEZPIECZENIE REF

Urządzenie zapewnia wysokoimpedancyjne strefowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe. W celu zapewnienia stabilności na wypadek obecności nasyconych liniowych przekładników prądowych wymagane jest zastosowanie rezystora zewnętrznego. Sygnały nadzoru przekładnika prądowego nie blokują wysokoimpedancyjnego strefowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego. Aby zablokować wysokoimpedancyjne zabezpieczenie REF w razie aktywowania któregoś z powyższych sygnałów, należy skonfigurować odpowiednią logikę w edytorze równań Flexlogic.

7.3.3.1 ZASADY OBLICZANIA WYSOKOIMPEDANCYJNEGO ZABEZPIECZENIA REF

Pierwotny prąd roboczy (I_{op}) to funkcja przekładni prądowej, prądu zadziałania urządzenia ($I_{REF} > I_s$), liczby przekładników prądowych w układzie równoległym z elementem REF (n) oraz prądu magnesującego każdego przekładnika prądowego (I_e) przy napięciu stabilności (V_s). Tę zależność można wyrazić na trzy sposoby:

1. Maksymalny prąd magnesujący przekładnika prądowego, aby osiągnąć określony pierwotny prąd roboczy z określonym prądem roboczym:

$$I_e < \frac{1}{n} \left(\frac{I_{op}}{CT\ ratio} - [I_{REF} > I_s] \right)$$

2. Maksymalnie ustawienie prądu, aby uzyskać określony pierwotny prąd roboczy z podanym prądem magnesującym przekładnika prądowego:

$$[I_{REF} > I_s] < \left(\frac{I_{op}}{CT\ ratio} - nI_e \right)$$

3. Pierwotny prąd roboczy zabezpieczenia dla określonego prądu roboczego z określonym poziomem prądu magnesującego:

$$I_{op} = (CT\ ratio)([I_{REF} > I_s] + nI_e)$$

Aby uzyskać wymagany pierwotny prąd roboczy w używanych przekładnikach prądowych, należy wybrać ustawienie prądu dla elementu wysokoimpedancyjnego, jak pokazano w punkcie 2 powyżej. Wartość rezystora stabilizującego (R_{st}) można obliczyć w poniższy sposób.

$$R_{st} = \frac{V_s}{[I_{REF} > I_s]} = \frac{I_F (R_{CT} + 2R_L)}{[I_{REF} > I_s]}$$

gdzie:

- R_{CT} = rezystancja uzwojenia przekładnik prądowy
- R_L = rezystancja przewodu od przekładnik prądowy do urządzenia IED

Uwaga:

Powyższy wzór zakłada znikome obciążenie IED.

Zalecamy rezystor stabilizujący, który można płynnie regulować do maksymalnej deklarowanej rezystancji.

7.4 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

7.4.1 UZWOJENIE GWIAZDOWE Z UZIEMIENIEM REZYSTANCYJNYM

Rozważ poniższe uzwojenie gwiazdowe z uziemieniem rezystancyjnym.

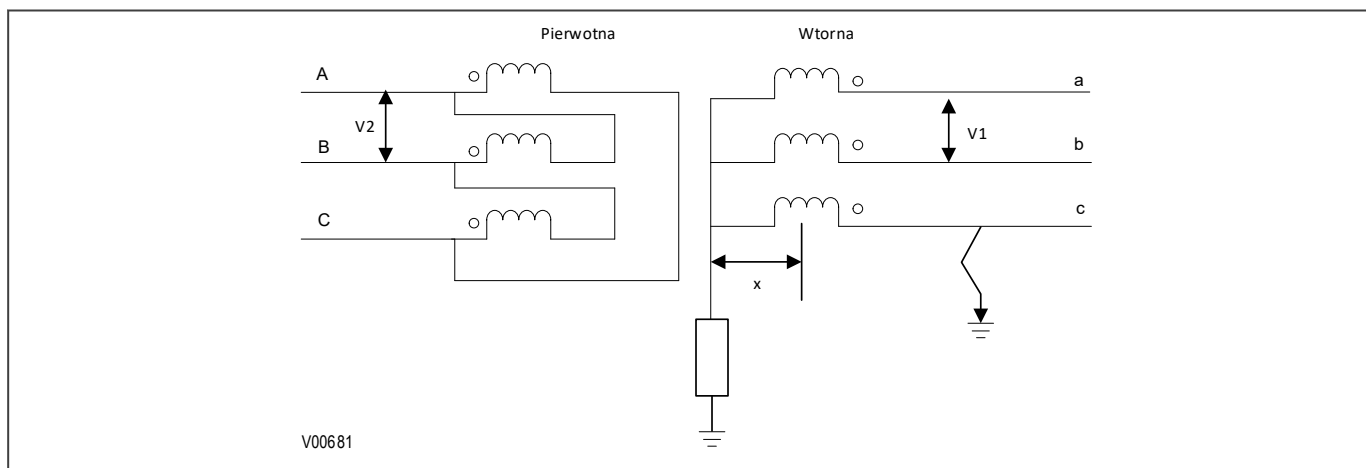


Figure 71: Uzwojenie gwiazdowe z uziemieniem rezystancyjnym

Zwarcie doziemne w takim uzwojeniu powoduje powstanie prądu zależnego od wartości impedancji uziemienia. Ten prąd zwarcia doziemnego jest proporcjonalny do odległości zwarcia od punktu neutralnego, ponieważ napięcie zwarcia jest wprost proporcjonalne do tej odległości.

Stosunek transformacji między uzwojeniem pierwotnym a zwartymi zwojami zmienia się również w zależności od położenia zwarcia. W związku z tym prąd przepływający przez zaciski transformatora jest proporcjonalny do kwadratu ułamka uzwojenia, który jest zwarty.

Parametry znamionowe rezystora uziemiającego zapewniają przepuszczanie pełnego prądu obciążenia $I_{FLC} = V1/\sqrt{3}R$

Zakładając, że $V1 = V2$, to $T2 = \sqrt{3}T1$

W przypadku zwarcia w odległości x PU od przewodu neutralnego, prąd zwarcia $I_{e\acute{s}li} = xV1/\sqrt{3}R$

W związku z tym wtórny prąd zwarcia odniesiony do pierwotnego wynosi $I_{Pierwotna} = x^2 \cdot I_{FLC}/\sqrt{3}$

Jeśli zwarcie jest zwarcie zasilane z jednego końca, prąd pierwotny powinien być większy niż 0,2 pu (domyślne ustawienie $Is1$), aby zadziałało zabezpieczenie różnicowe. Dlatego $x^2/\sqrt{3} > 20\%$

Na poniższym schemacie pokazano, że 41% uzwojenia jest chronione przez element różnicowy.

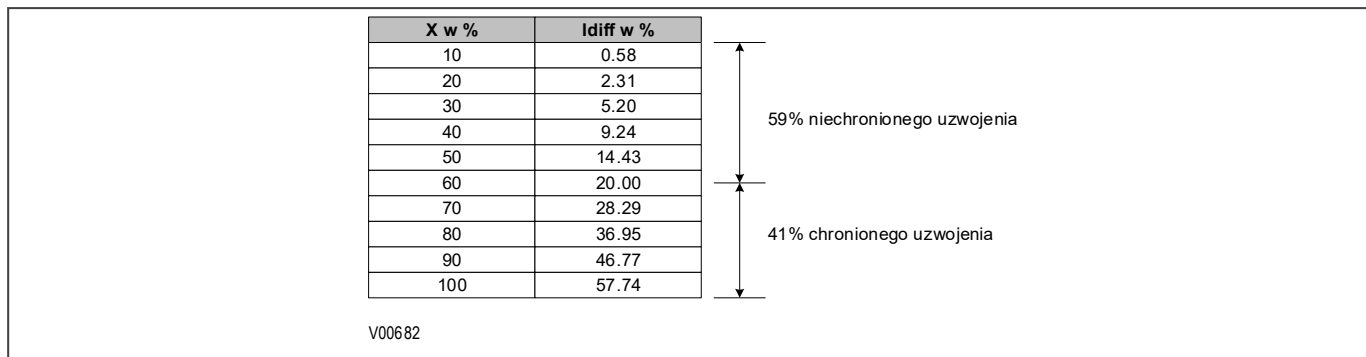


Figure 72: Procent chronionego uzwojenia

7.4.2 ZASTOSOWANIE OCHRONY REF O NISKIEJ IMPEDANCJI

7.4.2.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE USTAWIEŃ DLA PRACY POLARYZOWANEJ

Charakterystyka REF zawiera dwa ustawienia polaryzacji. Poziom polaryzacji K1 stosuje się w przypadku prądów przelotowych I_{s2} , który jest zwykle ustawiony na prąd znamionowy transformatora. K1 jest zwykle ustawiony na 0%, aby zapewniać optymalną czułość na zwarcia wewnętrzne. Jednak jeśli w normalnych warunkach występuje niedopasowanie CT, K1 można odpowiednio zwiększyć, aby to skompensować. W tym przypadku zalecamy ustawienie 20%.

Polaryzację K2 stosuje się w przypadku prądów przelotowych powyżej I_{s2} i zwykle jest ona ustawiana na 150%.

Zgodnie z normą ESI 48-3 1977 typowe ustawienia progów I_{s1} wynoszą 10–60% znamionowego prądu uzwojenia przy uziemieniu bezpośrednim i 10–25% minimalnego prądu zwarcia doziemnego w przypadku zwarcia na zaciskach transformatora przy uziemieniu rezystancyjnym.

7.4.2.2 WSPÓŁCZYNNIK SKALOWANIA REF O NISKIEJ IMPEDANCJI

Trzy CT linii są podłączone do trójfazowych CT, a neutralny CT jest podłączony do wejścia neutralnego CT. Prądy te są następnie używane wewnętrznie do wyprowadzenia zarówno wielkości prądu polaryzacji, jak i różnicy prądu do wykorzystania przez ochronę REF o niskiej impedancji. Zaletą tego trybu połączenia jest to, że CT linii i neutralny nie są połączone różnicowo, a zatem neutralny CT może być również używany do pomiaru dla ochrony przez zwarcie doziemnym w trybie gotowości. Ponadto nie są wymagane żadne zewnętrzne komponenty, takie jak rezystory stabilizujące lub urządzenie Metrosils.

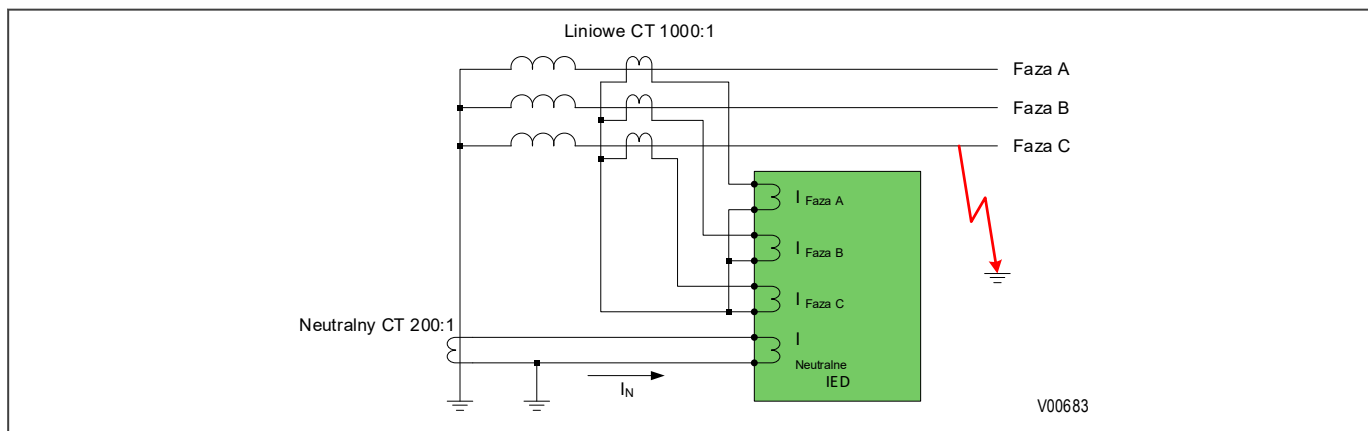


Figure 73: Współczynnik skalowania REF o niskiej impedancji

Kolejną zaletą ochrony REF o niskiej impedancji polega na tym, że można użyć neutralnego CT o stosunku niższym niż w przypadku CT linii, aby zapewnić lepszą czułość na zwarcia doziemne. W obliczeniach polaryzacji urządzenie stosuje współczynnik skalowania do prądu neutralnego. Ten współczynnik skalowania jest następujący:

Współczynnik skalowania = K = stosunek neutralnego CT / stosunek CT linii

Prowadzi to do następujących równań na różnicę prądu i prąd polaryzacji:

$$I_{diff} = (\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C) + K \bar{I}_N$$

$$I_{bias} = \frac{1}{2} \left\{ \max [|I_A|, |I_B|, |I_C|] + K |I_N| \right\}$$

7.4.2.3 OBLICZENIA PARAMETRÓW

Należy rozważyć transformator 90 MVA 132 kV z uziemieniem bezpośrednim i uzwojeniem gwiazdowym chronionym przed REF. Należy założyć, że CTS linii ma stosunek 400:1.

Parametr **Is1** jest ustawiony na 10% znamionowego prądu uzwojenia:

$$= (0.1 \times 90 \times 10^6) / (\sqrt{3} \times 132 \times 10^3)$$

$$= 39 \text{ A (pierwotny)}$$

$$= 39/400 = 0,0975 \text{ A (wtórny) (ok. 0,1 A)}$$

Parametr **Is2** jest ustawiony na znamionowy prąd transformatora:

$$= 90 \times 10^6 / (\sqrt{3} \times 132 \times 10^3)$$
$$= 390 \text{ A (pierwotny)}$$
$$= 390/400 = 0,975 \text{ A (wtórny) (ok. 1 A)}$$

Ustaw **K1** na 0%, a **K2** na 150%

7.4.3 ZASTOSOWANIE OCHRONY REF O WYSOKIEJ IMPEDANCJI

7.4.3.1 TRYBY PRACY REF O WYSOKIEJ IMPEDANCJI

W poniższych przykładach odpowiednie przekładniki CTS linii i pomiarowe CT muszą mieć takie same stosunki CT i podobne charakterystyki magnesowania.

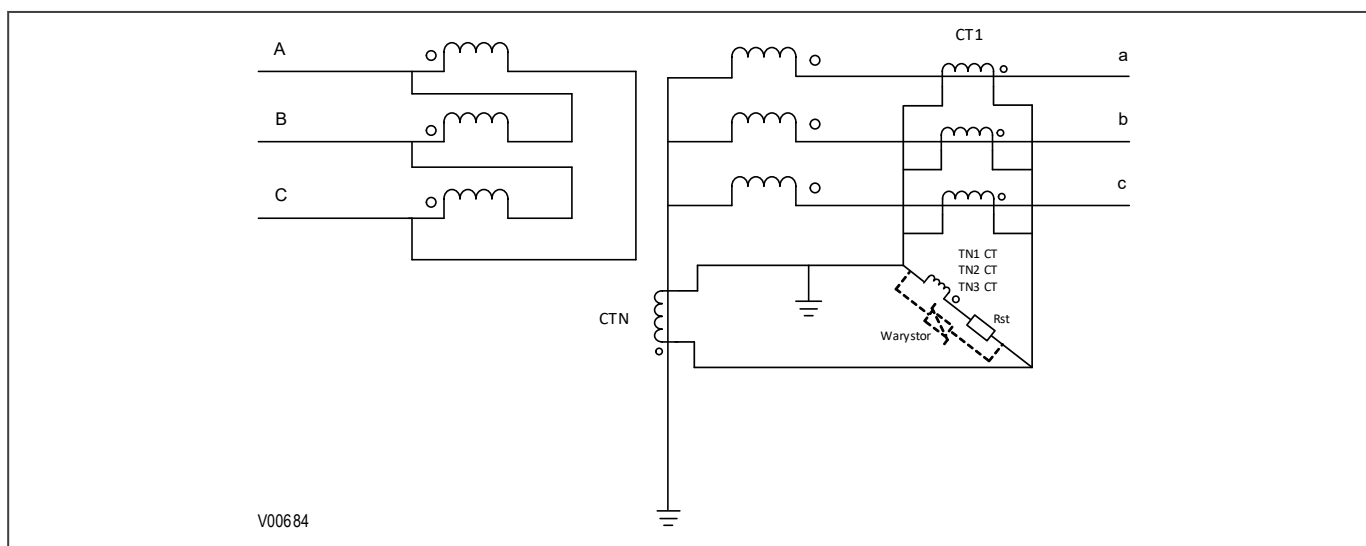


Figure 74: Ochrona REF o wysokim poziomie Z w przypadku uziemionego uzwojenia gwiazdowego

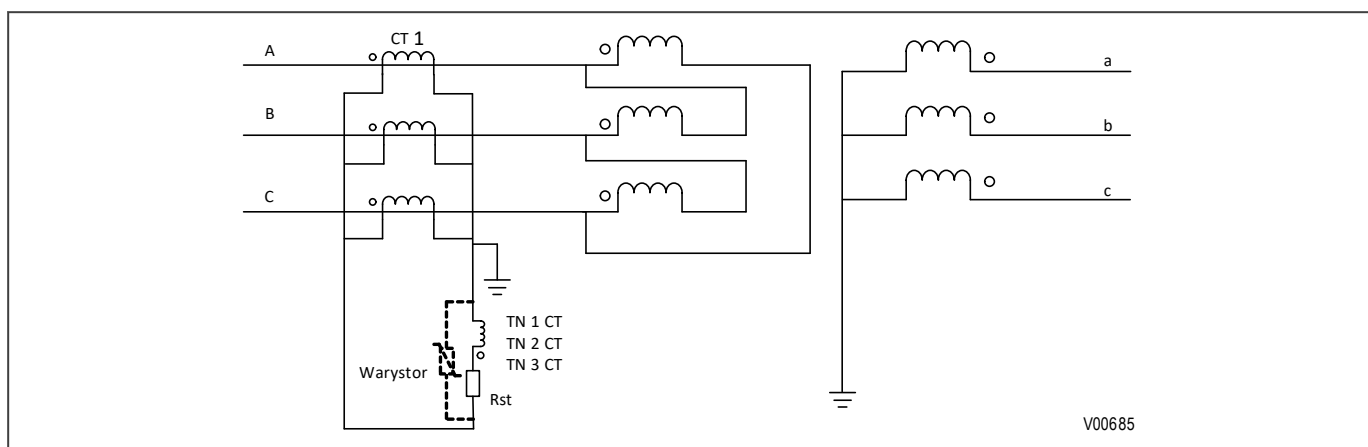


Figure 75: Ochrona REF o wysokim poziomie Z w przypadku uzwojenia trójkątnego

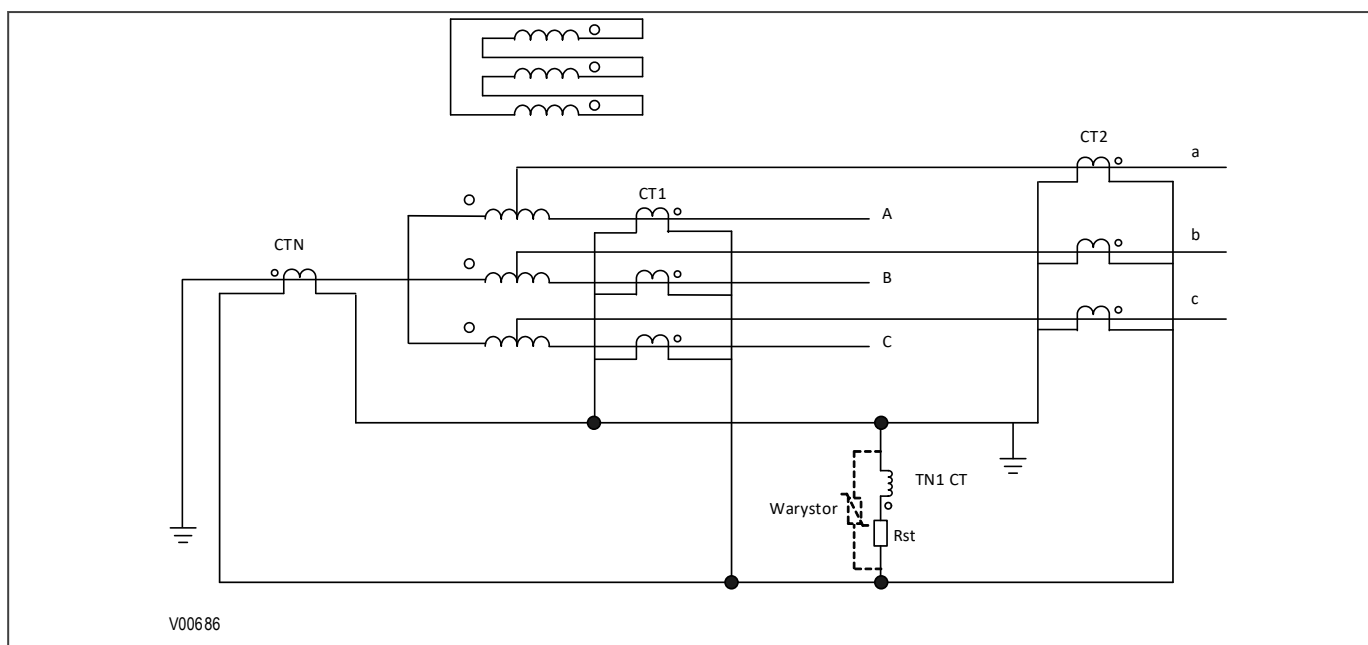


Figure 76: Ochrona REF o wysokim poziomie Z w przypadku konfiguracji autotransformatora

7.4.3.2 WYTYCZNE DOTYCZĄCE USTAWIEŃ DLA PRACY Z WYSOKĄ IMPEDANCJĄ

Ten schemat jest bardzo czuły i może chronić przed niskimi poziomami prądu zwarciego w systemach z uziemieniem rezystancyjnym. W tym zastosowaniu ustawienia ***IREF>Is*** należy wybrać tak, aby zapewnić pierwotny prąd roboczy mniejszy niż 10–25% minimalnego poziomu zwarcia doziemnego.

Schematu tego można również używać w systemie z uziemieniem bezpośrednim. W tym zastosowaniu ustawienia ***IREF>Is*** należy wybrać tak, aby zapewnić pierwotny prąd roboczy między 10% a 60% znamionowego prądu uzwojenia.

Na poniższym schemacie przedstawiono zastosowanie elementu REF o wysokiej impedancji w celu ochrony uzwojenia NN transformatora mocy.

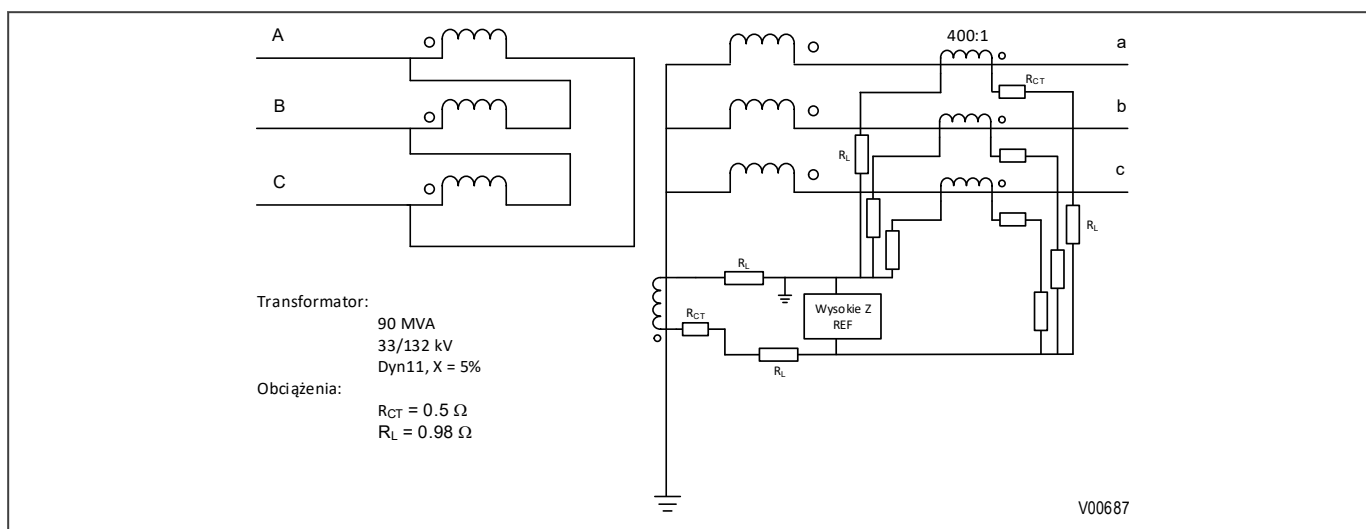


Figure 77: REF o wysokiej impedancji w przypadku uzwojenia NN

7.4.3.2.1 OBLICZANIE NAPIĘCIA STABILNOŚCI

Prąd pełnego obciążenia transformatora, IFLC, wynosi:

$$I_{ELC} = (90 \times 10^6) / (32 \times 10^3 \times \sqrt{3}) = 394 \text{ A}$$

Aby obliczyć napięcie stabilności, należy wziąć pod uwagę maksymalny poziom zwarcia przetotowego. Maksymalny poziom zwarcia przetotowego, przy ignorowanej impedancji źródła, I_F , wynosi:

$$I_F = I_{ELC}/TX = 394/0,05 = 7873 \text{ A}$$

Wymagane napięcie stabilności, V_S , przy założeniu, że jeden CT jest nasycony, wynosi:

$$V_s = KI_F(R_{CT} + 2R_L)$$

Poniższą liczbę można wykorzystać do określenia współczynnika K i czasu działania. Współczynnik K jest ważny, gdy:

- $5 \leq X/R \leq 120$

i

- $0,5 \ln \leq |f| \leq 40 \ln$

Zalecamy wartość $VK/VS = 4$.

W przypadku transformatora przy prądzie pełnego obciążenia i procentowym napięciu impedancji równym odpowiednio 394 A i 5% spodziewany prąd zwarcia wynosi 7873 A, a wymagane napięcie stabilności V_s (zakładając, że jeden CT jest nasycony) wynosi:

$$V_s = 0,9 \times 7873 \times (0,5 + 2 \times 0,98)/400 = 45,5 \text{ V}$$

Napięcie punktu załamania krzywej CT powinno być co najmniej 4 razy większe od V_s , aby osiągnąć średni czas pracy wynoszący 40 ms.

7.4.3.2.2 OBLICZENIE PRĄDU PIERWOTNEGO

Pierwotny prąd roboczy powinien wynosić od 10 do 60 % prądu znamionowego uzwojenia. Przy założeniu, że ustawienie efektywne IED lub pierwotny prąd roboczy to około 30% prądu przy pełnym obciążeniu, obliczenie poniżej pokazuje, że wymagane jest ustawienie niższe niż 0,3 A.

Ustawienie efektywne = $0,3 I_{FLC}$ / przekładnia prądowa = $0,3 \times 394 / 400 = \text{około } 0,3 \text{ A}$

7.4.3.2.3 OBLICZENIA DLA REZYSTORA STABILIZUJĄCEGO

Zakładając, że wybrano ustawienie 0,1 A, wymagana wartość rezystora stabilizującego, R_{ST} , wynosi

$$R_{ST} = V_s / (I_{No} > I_{s1} (HV)) = 45,5 / 0,1 = 455 \text{ omów}$$

Aby osiągnąć średni czas pracy wynoszący 40 ms, wartość V_k/V_s powinna wynosić 3,5.

Napięcie punktu załamania krzywej wynosi:

$$V_K = 4 V_s = 4 \times 45,5 = 182 \text{ V.}$$

Jeśli rzeczywista wartość V_K jest większa niż 4-krotność wartości V_s , współczynnik K wzrasta. W takim przypadku należy ponownie obliczyć V_s .

Uwaga:

K może osiągnąć maksymalną wartość równą około 1.

7.4.3.2.4 OBLICZENIE PRZEKŁADNIKA PRĄDOWEGO

Efektywne ustawienie pierwotnego prądu roboczego wynosi:

$$I_P = N(I_s + nI_e)$$

Po przekształceniu tego równania można obliczyć prąd pobudzenia dla każdego przekładnika prądowego przy napięciu stabilizującym. Wynosi on:

$$I_e = (0,3 - 0,1) / 4 = 0,05 \text{ A}$$

Podsumowując, przekładniki prądowe użyte do tego zastosowania muszą mieć wartość napięcia w punkcie załamania na poziomie 182 V lub wyższym (należy pamiętać, że maksymalny stosunek V_k/V_s , który można brać pod uwagę, to 16, a maksymalny współczynnik K wynosi 1), z rezystancją uzwojenia wtórnego wynoszącą 0,5 oma lub niższą i prądem magnesującym przy napięciu 45,5 V niższym niż 0,05 A.

Przy założeniu napięcia przekładnik prądowy w punkcie załamania wynoszącym 200 V napięcie szczytowe można oszacować jako:

$$V_P = 2\sqrt{2}V_K(V_F - V_K) = 2\sqrt{2}(200)(9004 - 200) = 3753 \text{ V}$$

Wartość ta przekracza napięcie szczytowe 3000 V i dlatego wymagany jest rezystor nieliniowy.

Uwaga:

Wartość napięcia w punkcie załamania używana w powyższym wzorze powinna być wartością rzeczywistą napięcia uzyskaną z charakterystyki magnesowania przekładnik prądowy, a nie wartością obliczoną.

ROZDZIAŁ 8

LOKALNA REZERWA WYŁĄCZNIKOWA

8.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Urządzenie posiada funkcję zabezpieczenia na wypadek usterki wyłącznika W tym rozdziale opisano działanie tej funkcji, przedstawiono zasady, schematy logiczny i zastosowania.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	168
Zabezpieczenie na wypadek awarii wyłącznika	169
Wprowadzanie zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika	170
Logika awarii wyłącznika	172
Mapowanie wyłącznika	173
Uwagi dotyczące zastosowania	174

8.2 ZABEZPIECZENIE NA WYPADEK AWARII WYŁĄCZNIKA

W momencie wystąpienia zwarcia zadziała co najmniej jedno urządzenie zabezpieczające i zostanie przez nie wysłane polecenie wyzwalające do odpowiednich wyłączników. Zadziałanie wyłącznika jest niezwykle istotne w kontekście odcięcia zwarcia i przeciwdziałania lub przynajmniej zredukowania uszkodzeń w sieci elektrycznej. W przypadku sieci przesyłowych i przesyłowych pośrednich wolne eliminowanie zwarcia może również zagrozić stabilności sieci.

Dlatego powszechną praktyką jest stosowanie zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika (CBF). Zabezpieczenie CBF monitoruje wyłącznik oraz ustala, czy został on otwarty w odpowiednim czasie. Jeżeli prąd zwarcia nie został przerwany po ustawionej zwłoce czasowej liczonej od zainicjowania wyzwalania wyłącznika, to zadziała zabezpieczenie CBF, dzięki czemu będą kolejno wyzwalane wyłączniki zainstalowane po stronie zasilania, aby możliwe było odizolowanie zwarcia.

Uwaga:

Zabezpieczenie CBF jest dostępne w P14D oraz P14N.

8.3 WPROWADZANIE ZABEZPIECZENIA NA WYPADEK AWARII WYŁĄCZNIKA

Zabezpieczenie na wypadek awarii wyłącznika wdraża się w ścieżce **SETPPOINTS\CONTROL\CB FAIL\CB1 FAIL**.

Element zabezpieczający na wypadek awarii wyłącznika określa, że wyłącznik, który otrzymał sygnał do wyzwolenia zabezpieczenia, nie wyeliminował zwarcia w określonym czasie. Schemat zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika musi wyzwalać wszystkie wyłączniki, które mogą doprowadzać prąd do strefy objętej zwarcie. Zadziałanie elementu zabezpieczającego na wypadek awarii wyłącznika powoduje wyczyszczenie większej części systemu elektroenergetycznego niż początkowe wyzwolenie zabezpieczenia. Z uwagi na to, że awaria wyłącznika może skutkować wyzwoleniem zabezpieczenia, co może wpływać na bezpieczeństwo i stabilność systemu, wymagany jest bardzo wysoki poziom bezpieczeństwa.

Funkcja zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika monitoruje prądy fazowe i neutralne i/lub stan wyłącznika w czasie, gdy istnieje polecenie wyzwolenia zabezpieczenia lub zewnętrznej inicjacji. W przypadku zadeklarowania awarii wyłącznika funkcja uruchamia wybrane przekaźniki wyjściowe, wymusza blokadę schematu samoczynnego ponownego załączania i generuje sygnały.

Działanie elementu zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika obejmuje trzy etapy: inicjowanie, stwierdzenie stanu awarii i wyjścia.

8.3.1 INICJOWANIE ZABEZPIECZENIA NA WYPADEK AWARII WYŁĄCZNIKA

Sygnały zabezpieczenia początkowo wysyłane do wyłącznika lub zewnętrzne inicjowanie (sygnał inicjujący awarię wyłącznika) inicjują schemat zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika. Sygnał inicjujący powinien być zapieczętowany, jeśli pierwotne wykrywanie zwarcia może zostać zresetowane, zanim timery awarii wyłącznika zakończą taktowanie. Pieczętowanie jest nadzorowane przez poziom prądu, więc jest resetowane, gdy zwarcie zostanie wyeliminowane. W razie potrzeby można wprowadzić resetowanie niepełnej sekwencji uszczelniania za pomocą operandów inicjujących w celu zainicjowania timera FlexLogic ustawionego na czas dłuższy niż jakikolwiek czas awarii wyłącznika, którego operand wyjściowy jest wybrany tak, aby blokować schemat awarii wyłącznika.

Gdy ten schemat zostanie zainicjowany, wysyła sygnał wyzwolenia, po zwłoce czasowej pobudzenia, do wyłącznika, który pierwotnie otrzymał sygnał do wyzwolenia (ta funkcja jest skonfigurowana jako Re-Trip (ponowne wyzwolenie) i spełniony jest warunek dotyczący zabezpieczenia nadprądowego fazowego i neutralnego). W ten sposób ogranicza się możliwość rozszerzonego wyzwolenia zabezpieczenia, które może być skutkiem deklaracji awarii wyłącznika.

8.3.2 OKREŚLENIE AWARII WYŁĄCZNIKA

Schematy określają warunek awarii wyłącznika nadzorowany przez jeden z poniższych elementów:

- nadzorowanie tylko prądu
- tylko stan wyłącznika
- Oba (stan prądu i wyłącznika)

Każdy rodzaj nadzoru obejmuje zwłokę czasową, po której następuje deklaracja awarii wyłącznika, a sygnały wyzwolenia zabezpieczenia są wysyłane do wszystkich wyłączników, które są wymagane do oczyszczenia strefy. Zwłoki czasowe są powiązane z timerami wyłącznika 1, 2 oraz 3.

Logika timera 1 jest nadzorowana wyłącznie przez poziom prądu. Jeżeli prąd zwarciový zostanie wykryty po upływie przedziału czasowego opóźnienia, generowane jest wyjście. Ciągła obecność prądu wskazuje, że wyłącznik nie zdołał przerwać obwodu. Logika wykrywa wyłącznik, który otwiera się mechanicznie, ale nie jest w stanie przerwać prądu zwarciový.

Logika timera 2 jest nadzorowana przez nadzorowanie prądu i stan wyłącznika. Jeżeli wyłącznik nadal jest zamknięty (na co wskazuje zestyk pomocniczy), a prąd zwarciový zostanie wykryty po upływie przedziału opóźnienia, generowane jest wyjście.

Logika timera 3 jest nadzorowana tylko przez styk pomocniczy wyłącznika. W tej logice nie jest sprawdzana wartość prądu, ponieważ ma ona na celu wykrywanie zwarć małej wartości. Zewnętrzny układ logiczny może zostać utworzony w taki sposób, aby zawierał styk przełącznika sterującego używany do wskazania, że wyłącznik jest w trybie niesprawności, i wyłączenia tej logiki, gdy wyłącznik jest wyłączony z użytku w celu konserwacji.

Logika timera 1 oraz 2 zapewnia dwa poziomy nadzoru prądu – wysokiego i niskiego ustawienia – które pozwalają na zmianę poziomu nadzoru (na przykład: z prądu, który przepływa, zanim wyłącznik wstawi rezystor otwierający do zwartego obwodu, na niższy poziom po wstawieniu rezystora). Detektor wysokiego ustawienia jest włączany po upływie czasu timera 1 lub 2 wraz z niskim opóźnieniem timera, które włącza detektor niskiego ustawienia po upływie przedziału opóźnienia. Przedział opóźnienia pomiędzy wysokim a niskim ustawieniem to oczekiwany czas otwarcia wyłącznika. Oba detektory prądu zapewniają szybki czas działania dla prądów o niewielkich wielokrotnościach wartości pobudzenia. Detektory nadprądowe muszą działać po upływie przedziału opóźnienia awarii wyłącznika, aby wyeliminować potrzebę bardzo szybkiego resetowania detektorów nadprądowych.

8.3.3 DANE WYJŚCIOWE AWARII WYŁĄCZNIKA

Dane wyjściowe ze schematów zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika to:

- ponowne wyzwolenie zabezpieczenia chronionego wyłącznika
- operand FlexLogic, który zgłasza działanie części schematu, gdy stosowany jest nadzór prądu wysokiego lub niskiego ustawienia
- operand FlexLogic, który zgłasza działanie części schematu, gdy stosowany jest tylko nadzór stanu 52b
- operand FlexLogic, który inicjuje wyzwolenie zabezpieczenia wymagane do oczyszczenia strefy objętej zwarciem. Wyjście awarii wyłącznika może być zablokowane przez regulowany okres

8.4 LOGIKA AWARII WYŁĄCZNIKA

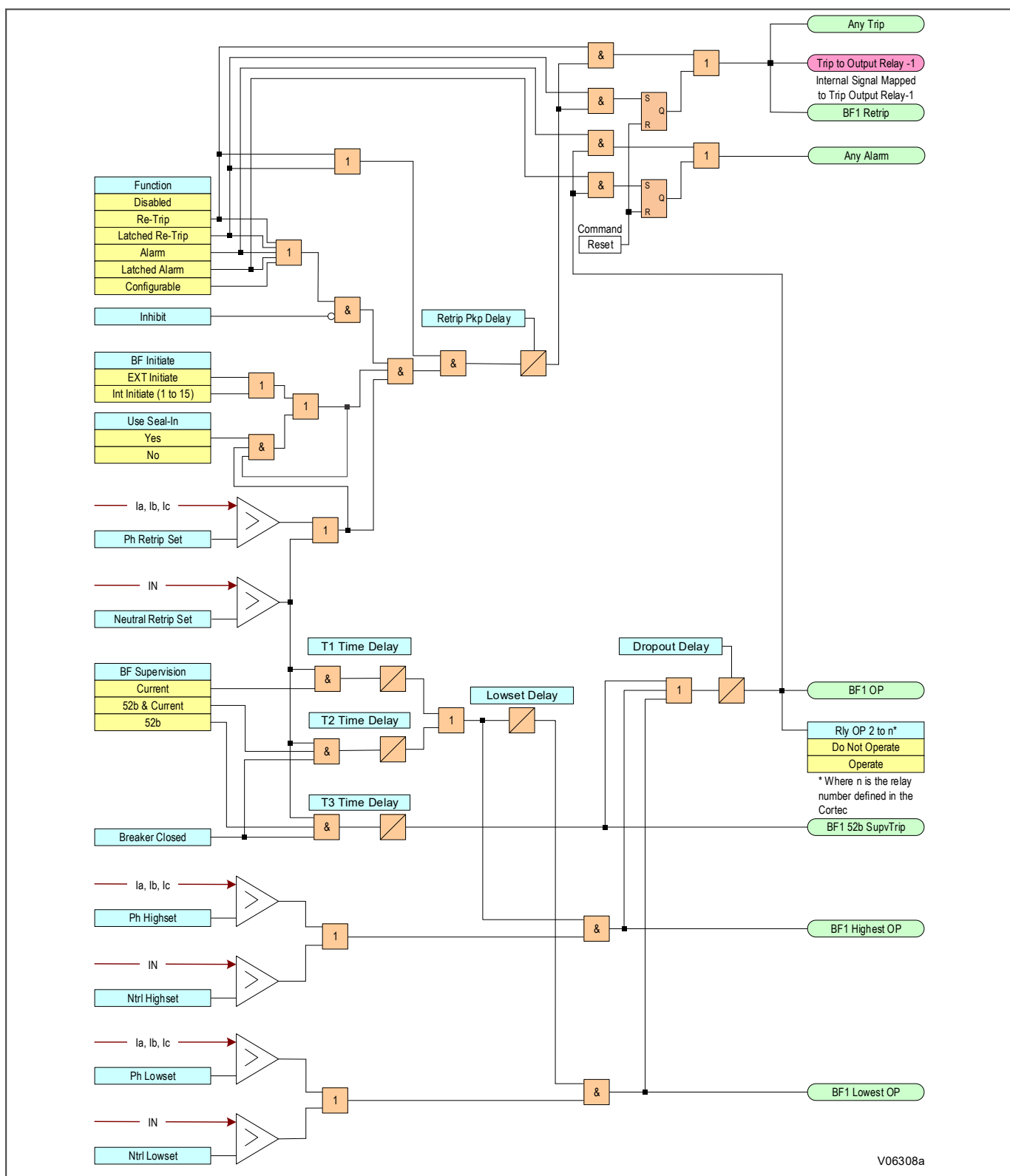


Figure 78: Logika awarii wyłącznika

8.5 MAPOWANIE WYŁĄCZNIKA

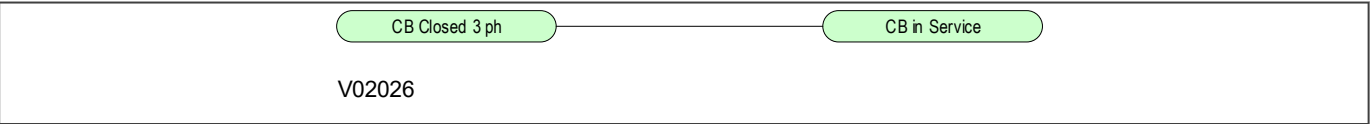


Figure 79: Mapowanie wyłącznika

8.6 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

8.6.1 MECHANIZMY RESETOWANIA TIMERÓW ZABEZPIECZENIA NA WYPADEK AWARII WYŁĄCZNIKA

Do informowania o przerwaniu zwarcia lub prądu obciążenia przez bieguny wyłącznika powszechnie stosuje się niskonastawne elementy podprądowe. Obejmuje to następujące sytuacje:

- Gdy pomocnicze styki wyłącznika są uszkodzone lub gdy nie można ich uznać za pewne źródło sygnału potwierdzającego wyzwolenie wyłącznika.
- Gdy wyłącznik próbował się otworzyć, ale się zablokował. Może to skutkować pojawieniem i utrzymywaniem się łuku elektrycznego pomiędzy stykami głównymi, a tym samym wprowadzeniem dodatkowej rezystancji łuku do ścieżki prądu zwarciovego. Jeżeli rezystancja będzie w znacznym stopniu ograniczać prąd zwarcia, inicjujący element zabezpieczający może się zresetować. Tak więc zresetowanie tego elementu może być powodem błędnej informacji o pełnym otwarciu wyłącznika.

W przypadku wszystkich funkcji zabezpieczających wyzwalanych prądowo przekaźnik wykorzystuje działanie elementów podprądowych do wykrywania, czy wyzwolone zostały odpowiednie bieguny wyłącznika i czy nastąpił reset timera zabezpieczenia na wypadek usterki wyłącznika. Jednakże elementy podprądowe mogą w niektórych zastosowaniach być zawodne w resetowaniu zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika. Na przykład:

- Gdy zabezpieczenie jest wyzwalane inaczej niż prądowo (np. zabezpieczenie pod-/przeciw napięciowe lub pod-/nadczołotliwościowe), wartości pomiarowe uzyskuje z włączonego w linię przekładnika napięciowego. W takim wypadku tylko I< zapewnia pewnie działającą metodę resetowania, jeżeli w zabezpieczanym obwodzie będzie zawsze płynął prąd obciążenia. W takiej sytuacji pewniejszą metodą może być detekcja spadku napięcia inicjującego elementu zabezpieczającego.
- Gdy zabezpieczenie wyzwalane jest inaczej niż prądowo (np. zabezpieczenie pod-/przeciw napięciowe lub pod-/nadczołotliwościowe), wartości pomiarowe uzyskuje z przekładnika napięciowego włączonego w szynę zbiorczą. Tutaj I< podobnie dotyczy przede wszystkim normalnie obciążonej linii zasilającej. Może być także tak, że wyzwolenie wyłącznika nie usunie z szyny zbiorczej przyczyny inicjacji zabezpieczenia, przez co może nie dojść do spadku napięcia elementu zabezpieczającego. W takich przypadkach najlepszą metodą resetującą może być ta polegająca na stykach pomocniczych wyłącznika.

8.6.2 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI (TIMER AWARII WYŁĄCZNIKA)

Poniższy wykres taktowania przedstawia taktowanie awarii wyłącznika podczas normalnej pracy i podczas awarii wyłącznika. Maksymalny czas eliminacji zwarcia powinien być krótszy niż krytyczny czas eliminacji zwarcia, który określono w analizie stabilności instalacji. Zwłoka czasowa wyzwolenia rezerwowego zabezpieczenia na wypadek awarii wyłącznika uwzględnia maksymalny czas eliminacji dla wyłącznika, czas resetowania zabezpieczenia wyłącznika na wypadek awarii oraz margines bezpieczeństwa. Typowe czasy eliminacji dla wyłączników wynoszą 1,5 cyklu lub 3 cykle. Czas resetowania awarii wyłącznika powinien być na tyle krótki, by w warunkach normalnej pracy zapobiegał wyzwoleniu wstecznemu zabezpieczenia wyłącznika w przypadku awarii.

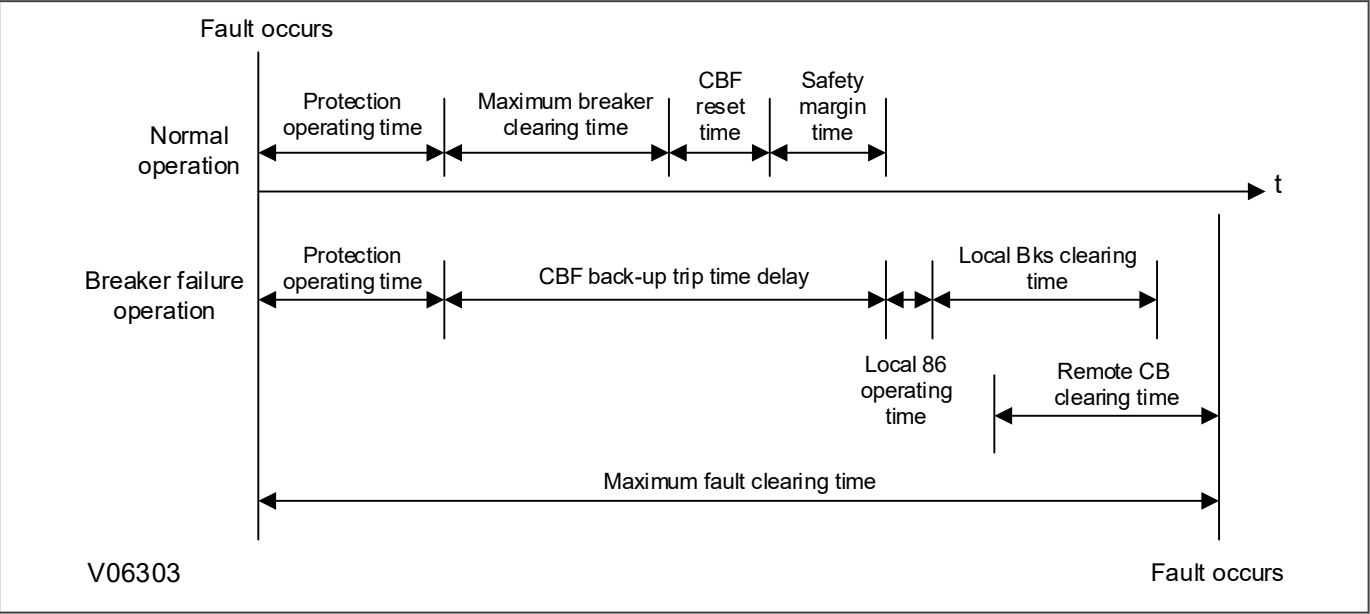


Figure 80: Taktowanie awarii wyłącznika

Poniższe przykłady dotyczą bezpośredniego wyzwalania 2-cyklowego wyłącznika. Typowe ustawienie timera jest następujące:

Mechanizm resetowania awarii wyłącznika	Zwłoka czasowa tBF	Typowe opóźnienie 2 cyklowego wyłącznika
Reset elementu inicjującego	Czas wyłączania dla wyłącznika CB + czas resetowania elementu (maks.) + błąd w timerze tBF + margines bezpieczeństwa	$50 + 50 + 10 + 50 = 160 \text{ ms}$
WYL otwarty	Czas otwierania / zamykania zestyków pomocniczych wyłącznika (maks.) + błąd w timerze tBF + margines bezpieczeństwa	$50 + 10 + 50 = 110 \text{ ms}$
Elementy podprądowe	Czas wyłączania dla wyłącznika CB + element podprądowy (maks.) + margines bezpieczeństwa czasu działania	$50 + 25 + 50 = 125 \text{ ms}$

ROZDZIAŁ 9

WYMAGANIA STAWIANE PRZEKŁADNIKOM PRĄDOWYM

9.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	177
Wymogi dotyczące przekładników prądowych	178

9.2 WYMOGI DOTYCZĄCE PRZEKŁADNIKÓW PRĄDOWYCH

Wymagania dotyczące przekładników prądowych oparto na maksymalnym prądzie zwarcia wynoszącym 50-krotność prądu znamionowego (I_n) dla urządzenia, którego ustawienie chwilowego przetężenia wynosi 25-krotność prądu znamionowego. Wymagania dotyczące przekładników prądowych mają na celu zapewnienie działania wszystkich elementów zabezpieczających.

Jeśli kryteria określonego zastosowania są wyższe lub jeżeli rezystancja przewodów przekracza graniczną wartość rezystancji podaną w poniższej tabeli, wymagania dotyczące przekładnik prądowy będą musiały zostać zmodyfikowane zgodnie ze wzorami podanymi w kolejnych rozdziałach:

Wartość znamionowa	Wyjście znamionowe	Dokładność Klasa	Ograniczona dokładność Współczynnik	Graniczna rezystancja przewodu
1 A	2,5 VA	10P	20	1,3 Ω
5 A	7,5 VA	10P	20	0,11 Ω

Indeksy wzorów użytych w kolejnych rozdziałach są następujące:

- K = Stała, na którą wpływa dynamiczna odpowiedź urządzenia IED
- I_{cn} = Maksymalna wartość spodziewanego wtórnego prądu zwarcia doziemnego lub 31-krotność ustawienia I > (w zależności od tego, która wartość jest niższa) (ampery)
- I_{cp} = Maksymalna wartość spodziewanego wtórnego prądu zwarcia fazy lub 31-krotność ustawienia I > (w zależności od tego, która wartość jest niższa) (ampery)
- I_f = Maksymalna wartość przelotowego prądu zwarciovowego (ampery)
- I_{fn} = Maksymalna wartość spodziewanego wtórnego prądu zwarcia doziemnego (ampery)
- I_{fp} = Maksymalna wartość spodziewanego wtórnego prądu zwarcia fazy (ampery)
- I_n = Znamionowy prąd wtórny (ampery)
- I_s = Ustawienie prądowe elementów REF (ampery)
- I_{sn} = Ustawienie etapu 2 oraz 3 zabezpieczenia ziemnozwarciowego (ampery)
- I_{sp} = Ustawienie etapu 2 oraz 3 (ampery)
- I_{st} = Prąd rozruchowy silnika odnoszący się do strony wtórnej przekładnik prądowy (ampery)
- R_{CT} = Rezystancja uzwojenia wtórnego przekładnika prądowego (omy)
- R_L = Rezystancja pojedynczego przewodu biegnącego od IED do przekładnika prądowego (omy)
- R_n = Impedancja wejścia prądu neutralnego przy $30I_n$ (omy)
- R_p = Impedancja wejścia prądu fazowego przy $30I_n$ (omy)
- R_{st} = Wartość rezystancji rezystora stabilizującego w przypadku zabezpieczeń REF (omy)
- V_K = Wymagane napięcie punktu załamania przekładnik prądowy (wołty)
- V_S = Wymagane napięcie stabilizujące

9.2.1 FAZOWE ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE

9.2.1.1 CZŁONY KIERUNKOWE

Zwłoczne fazowe zabezpieczenia nadprądowe

$$V_K = \frac{I_{cp}}{2} (R_{CT} + R_L + R_p)$$

Bezwłoczne człony nadprądowe fazowe

$$V_K = \frac{I_{fp}}{2} (R_{CT} + R_L + R_p)$$

9.2.1.2 CZŁONY BEZKIERUNKOWE

Zwłoczne fazowe zabezpieczenia nadprądowe

$$V_K = \frac{I_{cp}}{2} (R_{CT} + R_L + R_p)$$

Bezwłoczne człony nadprądowe fazowe

$$V_K = I_{sp} (R_{CT} + R_L + R_p)$$

9.2.2 ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE

9.2.2.1 CZŁONY KIERUNKOWE

Bezwłoczne człony nadprądowe ziemnozwarciowe

$$V_K = \frac{I_{fn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + R_p + R_n)$$

9.2.2.2 CZŁONY BEZKIERUNKOWE

Zabezpieczenia nadprądowe ziemnozwarciowe zwłoczne

$$V_K = \frac{I_{cn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + R_p + R_n)$$

Bezwłoczne człony nadprądowe ziemnozwarciowe

$$V_K = I_{sn} (R_{CT} + 2R_L + R_p + R_n)$$

9.2.3 CZUŁE ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE (SEF) (Z PRZEKŁADNIKAMI PRĄDOWYMI W UKŁADZIE HOLMGREENA)

9.2.3.1 CZŁONY KIERUNKOWE

Zwłoczne czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (SEF)

$$V_K \geq \frac{I_{cn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + R_p + Rn)$$

Bezzwłoczne czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (SEF)

$$V_K \geq \frac{I_{fn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + R_p + Rn)$$

9.2.3.2 CZŁONY BEZKIERUNKOWE

Zwłoczne czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (SEF)

$$V_K \geq \frac{I_{cn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + R_p + Rn)$$

Bezzwłoczne czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (SEF)

$$V_K \geq \frac{I_{sn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + R_p + Rn)$$

9.2.4 CZUŁE ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE SEF (PRZEKŁADNIK FERRANTIEGO)

9.2.4.1 CZŁONY KIERUNKOWE

Człon bezzwłoczny

$$V_K \geq \frac{I_{fn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + Rn)$$

Uwaga:

Należy upewnić się, czy błąd fazowy zastosowanego przekładnika Ferrantiego jest mniejszy niż 90 minut, przy wartości prądu wynoszącej 10% prądu znamionowego oraz mniejszy niż 150 minut przy wartości prądu wynoszącej 1% prądu znamionowego.

9.2.4.2 CZŁONY BEZKIERUNKOWE

Człon zwłoczny

$$V_K \geq \frac{I_{cn}}{2} (R_{CT} + 2R_L + Rn)$$

Człon bezzwłoczny

$$V_K \geq I_{sn}(R_{CT} + 2R_L + R_n)$$

Uwaga:

Należy upewnić się, czy błąd fazowy zastosowanego przekładnika Ferrantiego jest mniejszy niż 90 minut, przy wartości prądu wynoszącej 10% prądu znamionowego oraz mniejszy niż 150 minut przy wartości prądu wynoszącej 1% prądu znamionowego.

9.2.5 ZABEZPIECZENIE REF O NISKIEJ IMPEDANCJI

Dla $X/R < 40$ oraz $I_f < 15I_n$

$$V_K \geq 24I_n(R_{CT} + 2R_L)$$

Dla $40 < X/R < 120$ oraz $15I_n < \text{pod warunkiem, że } < 40I_n$

$$V_K \geq 48I_n(R_{CT} + 2R_L)$$

Uwaga:

Przekładniki prądowe klasy x lub klasy 5P powinny być używane przy zabezpieczeniach REF o niskiej impedancji.

9.2.6 WYSOKOIMPEDANCYJNE STREFOWE ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWEGO (REF)

Wysokoimpedancyjne zabezpieczenie REF utrzyma stabilność w przypadku zwarć bezpośrednich oraz zadziała w czasie krótszym niż 40 ms w przypadku zwarć wewnętrznych, pod warunkiem że spełnione zostaną następujące równania:

$$R_{st} = \frac{I_f(R_{CT} + 2R_L)}{I_s}$$

$$V_K \geq 4I_s R_{st}$$

Uwaga:

W przypadku wysokoimpedancyjnych zabezpieczeń REF stosowane powinny być PP klasy x.

9.2.7 WYSOKOIMPEDANCYJNE ZABEZPIECZENIE SZYNY ZBIORCZEJ

Wysokoimpedancyjny element zabezpieczający szyny zbiorczej zachowa stabilność w przypadku zwarć przelotowych i będzie działać w przypadku zwarć wewnętrznych. Należy wybrać wartość V_k/V_s na podstawie X/R systemu. Równanie wygląda tak:

$$V_s = K \cdot I_f \cdot (R_{CT} + R_L)$$

Dla $X/R \leq 40$

$$V_k/V_s \geq 2$$

Typowy czas działania = 25 ms

Dla $X/R > 40$

$$V_k/V_s \geq 4$$

Typowy czas działania = 30 ms

Uwaga:

K to stała, na którą wpływa dynamiczna odpowiedź urządzenia. Stała K jest zawsze równa 1.

9.2.8 ZASTOSOWANIE NIELINIOWYCH REZYSTORÓW METROSIL

Przekładniki prądowe mogą wytwarzać wysokie napięcia szczytowe w warunkach zwarcia wewnętrznego. Nieliniowe rezystory Metrosil służą do ograniczenia tych napięć szczytowych do wartości poniżej maksymalnego napięcia wytrzymywanego (zwykle 3 kV).

Aby oszacować szczytowe napięcie przejściowe, które może powstać w przypadku zwarcia wewnętrznego, można skorzystać z poniższych wzorów. Napięcie szczytowe wytwarzane podczas zwarcia wewnętrznego będzie funkcją napięcia punktu załamania przekładnika prądowego oraz napięcia spodziewanego, wytwarzanego w przypadku zwarcia wewnętrznego, gdy nie występuje nasycenie przekładnika prądowego.

$$V_p = 2\sqrt{2VK(V_F - V_K)}$$

$$V_f = I_f(R_{CT} + 2R_L + R_{ST})$$

gdzie:

- V_p = napięcie szczytowe na przekładnik prądowy w warunkach zwarcia wewnętrznego
- V_k = napięcie punktu załamania przekładnika prądowego
- V_f = maksymalne napięcie, jakie byłoby wytworzone, gdyby nie doszło do nasycenia przekładnika prądowego
- I_f = maksymalny wtórny prąd zwarcia wewnętrznego
- R_{CT} = rezystancja uzwojenia wtórnego przekładnika prądowego
- R_L = maksymalny prąd obciążenia przewodu łączącego przekładnik prądowy z przekąźnikiem
- R_{ST} = rezystor stabilizujący IED

Należy zawsze używać rezystorów Metrosil, gdy obliczone wartości są większe niż 3000 V. Nieliniowe rezystory Metrosil są włączane w obwód i bocznikują wyjście prądu wtórnego przekładnika prądowego z urządzenia, zapobiegając bardzo wysokim napięciom wtórnym.

Rezystory Metrosil są montowane na zewnątrz i mają postać pierścieniowych dysków. Ich charakterystyki działania wynikają ze wzoru:

$$V = CI^{0,25}$$

gdzie:

- V = chwilowe napięcie przyłożone do nieliniowego rezystora Metrosil
- C = stała nieliniowego rezystora Metrosil
- I = prąd chwilowy przepływający przez nieliniowy rezystor Metrosil

Przy sinusoidalnym napięciu na nieliniowym rezystorze Metrosil wartość skuteczna prądu będzie w przybliżeniu wynosiła $0,52 \times$ prąd szczytowy. Wartość tego prądu można wyznaczyć w następujący sposób:

$$I_{RMS} = 0.52 \left(\frac{\sqrt{2}V_{S(RMS)}}{C} \right)^4$$

gdzie:

- $V_{S(RMS)}$ = wartość skuteczna (RMS) napięcia sinusoidalnego na nieliniowym rezystorze Metrosil.

Spowodowane jest to tym, że przebieg prądu przepływającego przez rezystor nieliniowy Metrosil nie jest sinusoidalny, ale wyraźnie zniekształcony.

Charakterystyka nieliniowego rezystora Metrosil powinna być taka, aby spełniała następujące wymagania:

- Prąd nieliniowego rezystora Metrosil powinien być jak najniższy i nie większy niż 30 mA RMS dla przekładników prądowych 1 A lub 100 mA RMS dla przekładników prądowych 5 A.
- Przy maksymalnym prądzie wtórnym nieliniowy rezystor Metrosil powinien ograniczać napięcie do 1500 V RMS, czyli 2120 V wartości szczytowej przez 0,25 sekundy. Przy wyższych napięciach urządzenia nie zawsze jest możliwe ograniczenie napięcia zwarcia do 1500 V RMS, tak więc może pojawić się konieczność tolerowania napięć wyższych.

W poniższych tabelach zestawiono typowe rodzaje nieliniowego rezystora Metrosil wymagane w zależności od prądu znamionowego urządzenia IED, ustawienia napięciowej zabezpieczenia REF itd.

Nieliniowe rezystory Metrosil do urządzeń z przekładnikiem prądowym 1 A

Nieliniowe rezystory Metrosil z przekładnikami prądowymi 1 A zostały zaprojektowane tak, by zachować zgodność z następującymi ograniczeniami:

- Prąd nieliniowego rezystora Metrosil powinien być mniejszy niż 30 mA RMS.
- Przy maksymalnym wtórnym prądzie zwarcia wewnętrznego nieliniowy rezystor Metrosil powinien ograniczać napięcie do 1500 V RMS, jeśli to możliwe.

Nieliniowe rezystory Metrosil zalecane zwykle do stosowania z przekładnik prądowy 1 A zestawiono w poniższej tabeli:

Ustawienie napięcia urządzenia	Charakterystyka znamionowa		Zalecany typ rezystora Metrosil	
	C	β	Jednopolowe IED	Trójpolowe IED
Do 125 V RMS	450	0.25	600A/S1/S256	600A/S3/1/S802
Od 125 do 300 V RMS	900	0.25	600A/S1/S1088	600A/S3/1/S1195

Uwaga:

Jednopolowe rezystory Metrosil są zwykle dostarczane bez obejm montażowych, chyba że klient określi inaczej.

Nieliniowe rezystory Metrosil do urządzeń z przekładnikiem prądowym 5 A

Rezystory Metrosil zaprojektowano z myślą o spełnieniu następujących wymagań:

- Prąd przepływający przez rezystor Metrosil powinien być mniejszy niż 100 mA RMS (rzeczywiste prądy maksymalne przepuszczane przez urządzenia wykazane poniżej ich opisów)
- Przy maksymalnym wtórnym prądzie zwarcia wewnętrznego rezystor Metrosil powinien ograniczać napięcie do 1500 V RMS przez 0,25 s. Przy wyższych ustawieniach urządzenia IED ograniczanie napięcia zwarcia do 1500 V RMS nie jest możliwe, tym samym konieczne jest tolerowanie wyższych napięć zwarciovych.

Rezystory Metrosil zalecane zwykle do stosowania z przekładnik prądowy 5 A i jednopolowymi urządzeniami IED przedstawiono w poniższej tabeli:

Wtórny prąd zwarcia wewnętrznego	Zalecane typy rezystorów Metrosil dla różnych ustawień napięcia			
Ampery RMS	Do 200 V RMS	250 V RMS	275 V RMS	300 V RMS

Wtórny prąd zwarcia wewnętrznego	Zalecane typy rezystorów Metrosil dla różnych ustawień napięcia			
50 A	600 A/S1/S1213 C = 540/640 35 mA RMS	600 A/S1/S1214 C = 670/800 40 mA RMS	600 A/S1/S1214 C = 670/800 50 mA RMS	600 A/S1/S1223 C = 740/870 50 mA RMS
100 A	600 A/S2/P/S1217 C = 470/540 70 mA RMS	600 A/S2/P/S1215 C = 570/670 75 mA RMS	600 A/S2/P/S1215 C = 570/670 100 mA RMS	600 A/S2/P/S1196 C = 620/740 100 mA RMS
150 A	600 A/S3/P/S1219 C = 430/500 100 mA RMS	600 A/S3/P/S1220 C = 520/620 100 mA RMS	600 A/S3/P/S1221 C = 570/670 100 mA RMS	600 A/S3/P/S1222 C = 620/740 100 mA RMS

W niektórych sytuacjach mogą być dopuszczalne konfiguracje jednodyskowe, a szczegółowy opis zastosowań można uzyskać od firmy GE Vernova.

Uwaga:

Rezystory Metrosil zalecane do stosowania z przekładnik prądowy 5 A można również stosować z urządzeniami trójpolowymi i mogą one składać się z trzech jednopolowych urządzeń zamontowanych na tym samym stojaku, ale elektrycznie od siebie odizolowanych. Zamawiając tego typu urządzenie, należy podać „Triple pole Metrosil type” (Typ trójpolowego rezystora Metrosil) oraz numer referencyjny typu jednopolowego. W razie potrzeby dostępny jest rezystor Metrosil dla wyższych ustawień napięcia i prądów zwarciovych.

9.2.9 ZASTOSOWANIE PRZEKŁADNIKÓW PRĄDOWYCH KLASY C ANSI

W przypadku PP dobranych w oparciu o normy amerykańskie/IEEE, napięcie znamionowe klasy C może być wykorzystane do określenia równoważnego napięcia punktu załamania zgodnie z IEC. Wzór na równoważność to:

$$V_K = 1.05(C \text{ rating in volts}) + 100R_{CT}$$

ROZDZIAŁ 10

FUNKCJE ZABEZPIECZENIA NAPIĘCIOWEGO

10.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Urządzenie oferuje szeroką gamę funkcji zabezpieczenia napięciowego. Rozdział ten opisuje działanie tych funkcji, tj. m.in. zasadę ich działania, diagramy logiczne oraz zastosowania.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	186
Zabezpieczenie podnapięciowe	187
Zabezpieczenie nadnapięciowe	191
Zabezpieczenie nadnapięciowe szczątkowe	194
Ochrona przed przepięciami w sekwencji ujemnej	198
Zabezpieczenie podnapięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej	200
Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej	201
Wolty na herc	202
Moc bierna podnapięcia	205
Czasowe zabezpieczenie podnapięciowe (27T)	210
Ruchome średnie zabezpieczenie przeciwprzepięciowe	213

10.2 ZABEZPIECZENIE PODNAPIĘCIOWE

Niedomiar napięciowy może wystąpić w instalacji elektroenergetycznej z różnych powodów, część z nich jest następująca:

- Niedomiar napięciowy może być związany ze wzrostem obciążeń do wartości, przy których nastąpi spadek amplitudy napięcia zasilania. Sytuacja ta zwykle będzie korygowana przez urządzenia regulacyjne, jak układy AVR (automatyczne regulatory napięcia) lub podobciążeniowe przełączniki zaczepów. Jednakże, w przypadku, gdy urządzeniom tym nie uda się przywrócić prawidłowego napięcia instalacji, dojdzie do wystąpienia w niej niedomiaru napięcia, który musi być usunięty.
- Jeżeli urządzenia regulujące nie będą w stanie tego zrobić, wówczas wymaga się, by zadziałał człon podnapięciowy.
- Zwarcia w sieci elektroenergetycznej skutkują spadkiem napięcia na fazach uczestniczących w zwarcu. Stosunek, w jakim napięcie się obniża zależy od rodzaju zwarcia, sposobu uziemienia sieci oraz lokalizacji zwarcia. Podobnie, dla uzyskania właściwego rozróżnienia kluczoza jest koordynacja z innymi zabezpieczającymi urządzeniami napięciowymi i prądowymi.
- Całkowita utrata napięcia szyny zbiorczej. Może być spowodowany zwarcie na dopływie lub na samej szynie zbiorczej. Skutkuje całkowitym odizolowaniem dopływu zasilania. W takiej sytuacji może być niezbędne odizolowanie każdego z obwodów wychodzących, by w momencie przywrócenia napięcia nie było podłączone żadne obciążenie. Dlatego też może być wymagane automatyczne odcinanie linii zasilającej w momencie wykrycia całkowitej utraty napięcia. Można to osiągnąć stosując trójfazowy człon podnapięciowy.
- W przypadkach, w których wychodzące z szyny zbiorczej linie zasilające zasilają odbiory będące silnikami indukcyjnymi, zbyt duże przysiady napięcia zasilającego mogą spowodować utyk podłączonych silników. Dlatego też zabezpieczenie powinno reagować na spadki napięcia, które przekraczają zdefiniowany okres.

10.2.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PODNAPIĘCIOWEGO

Zabezpieczenie podnapięciowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS/PROTECTION/GROUP [1-6]/VOLTAGE PROT/PHASE UV**.

Produkt ma cztery etapy zabezpieczenia podnapięciowego o niezależnych charakterystykach zwłoki czasowej.

Każdy etap umożliwia wybór charakterystyki zadziałania. Dostępne są następujące opcje:

- Charakterystyka IDMT
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- DT (Definite Time – czas określony)

Ustawia się ją, używając **V<(n) Curve** w zależności od etapu.

Charakterystyka IDMT jest opisana poniższym równaniem:

$$T = D / (1 - V/V_{pkp})$$

gdzie:

- T = czas działania w sekundach
- D = wartość zadana zwłoki czasowej pobudzenia prądu zabezpieczenia podnapięciowego (dla D = 0,00 działa natychmiastowo)
- V = napięcie jako ułamek znamionowego napięcia wtórnego przekładnik napięciowy
- V_{pkp} = poziom pobudzenia prądu zabezpieczenia podnapięciowego

Jeżeli zostaną wybrane krzywe FlexCurves, czas działania jest określany na podstawie następującego równania:

- T = Flexcurve(V_{pkp}/V)

Detekcja czasu spadania może być opóźniona przy użyciu ustawienia **V<[X] Reset Time**. Tryb resetowania jest oparty na charakterystyce resetowania według IEC 60255-151 i może zostać skonfigurowany dla czasu określonego lub zależnego.

Etapy zabezpieczenia podnapięciowego można skonfigurować jako napięcia fazowe lub międzyfazowe w ustawieniu **V<[n] Meas Mode**.

Uwzględnione są dodatkowe etapy, aby zapewnić różne rodzaje wyjścia, takie jak etapy alarmu i wyzwolenia zabezpieczenia. Ewentualnie mogą być wymagane inne ustawienia czasu, w zależności od nasilenia zapadu napięcia. Na przykład obciążenia silnika mogą poradzić sobie z niewielkim zapadem napięcia przez dłuższy czas niż w przypadku większego przysiadu.

Włączanie sygnałów wyjściowych dla warunków jedno-, dwu- lub trójfazowych jest realizowane poprzez ustawienie **V<(n) Operate Mode** dla każdego etapu.

10.2.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PODNAPIĘCIOWEGO

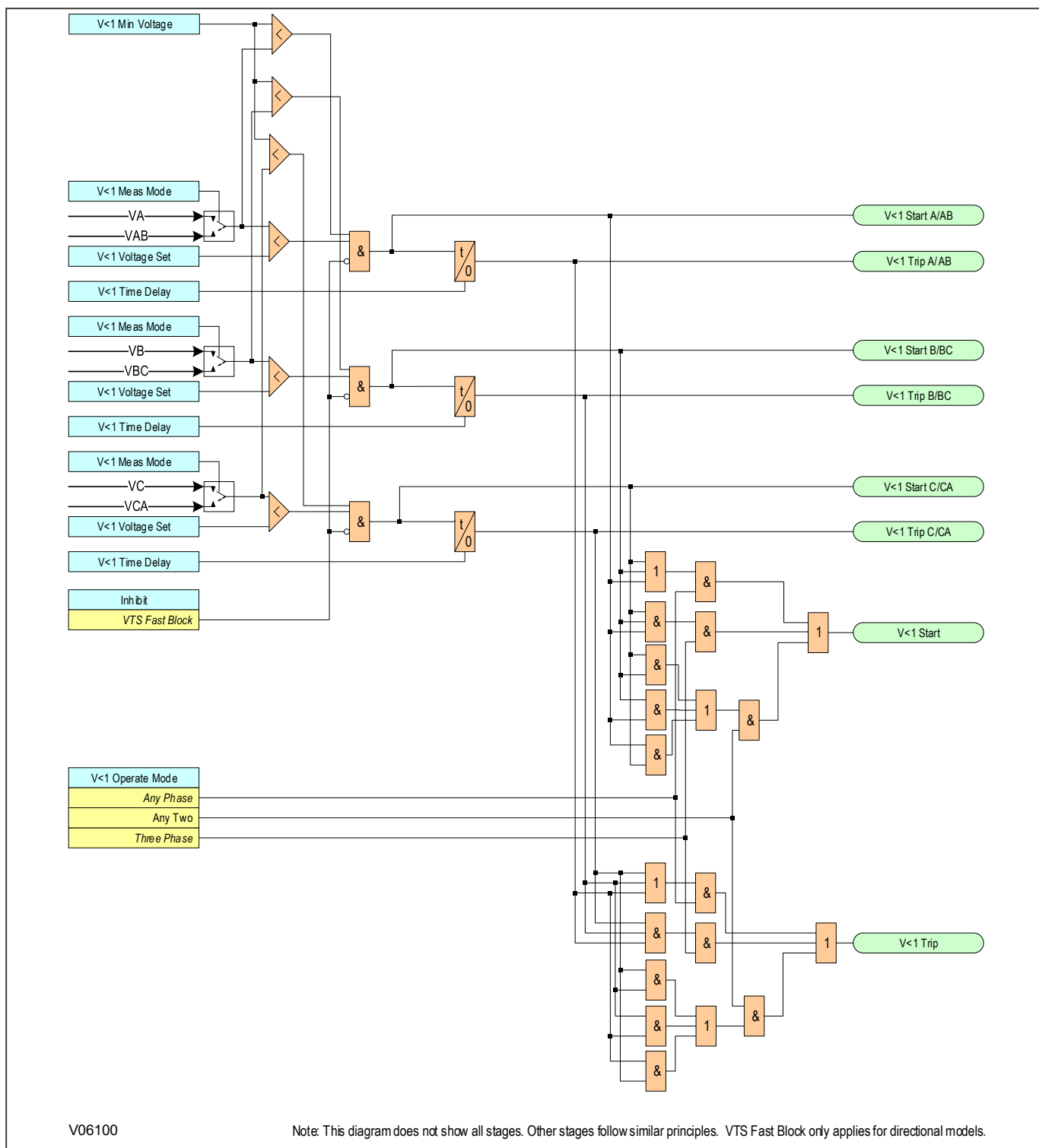


Figure 81: Zabezpieczenie podnapięciowe – tryb wyzwalania jedno- i trójfazowego (pojedynczy etap)

Funkcja zabezpieczenia podnapięciowego wykrywa, gdy wartość napięcia dla określonego etapu spadnie poniżej ustalonej wartości progowej. Jeżeli to nastąpi, generowany jest sygnał **Pob**, oznaczający uruchomienie zabezpieczenia. Sygnał Start może być zablokowany za pomocą sygnału **VTS Fast Block** i ustawienia wartości granicznej **V<(n) Min Voltage**. Sygnał **Start** jest podawany do modułu timera w celu wygenerowania sygnału

wyzwolenia zabezpieczenia **Trip**. Dla każdego etapu dostępne są trzy moduły wykrywania spadku napięcia fazy, po jednym dla każdej fazy. Trzy sygnały **Start** dla każdej z faz są sumowane logicznie, co daje trójfazowy sygnał uruchomienia (**V<(n) Start**), który może być aktywowany, gdy uruchomiona zostanie którakolwiek z trzech faz (sygnał Any Phase) lub gdy uruchomione zostaną trzy fazy (sygnał Three Phase), w zależności od wybranego ustawienia **V<(n) Operate Mode**.

Sygnały wyjściowe modułów timera są sygnałami wyzwalania, które mogą być używane do sterowania wyzwalającym przekaźnikiem wyjściowym. Wspomniane sygnały wyzwalające również są sumowane logicznie, co daje trójfazowy sygnał wyzwolenia, który także jest kontrolowany za pomocą ustawienia **V<(n) Operate Mode**.

W niektórych przypadkach niekorzystnym jest, by element podnapięciowy spowodował wyzwolenie, na przykład jeśli chroniona linia jest pozbawiana zasilania lub nastąpi otwarcie wyłącznika. Wówczas z oczywistych powodów wykryty zostanie stan związany ze spadkiem napięcia, lecz uruchomienie zabezpieczenia jest wtedy niepożądane. Aby temu zaradzić, ustawienie wartości progowej **V<(n) Min Voltage** blokuje sygnał **Start** dla każdego etapu.

10.2.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

10.2.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI ZABEZPIECZENIA PODNAPIĘCIOWEGO

W większości zastosowań nie jest wymagane, by zabezpieczenie podnapięciowe działało w warunkach zwarcia doziemnego instalacji. Jeżeli taki właśnie jest wymóg, należy wybrać pomiar napięcia międzyfazowego, ponieważ wielkość ta jest mniej narażona na jednofazowy zapad napięcia spowodowany zwarcie doziemnym.

Ustawienie wartości progowej napięcia zabezpieczenia podnapięciowego powinno mieć wartość mniejszą od skoków napięcia spodziewanych w warunkach normalnej pracy instalacji. Próg ten zależy od rozważanej instalacji, ale typowe skoki napięć dla prawidłowo działających instalacji mogą mieć wartość rzędu 10% napięcia znamionowego.

To samo ma zastosowanie do ustawień czasu. Wymagana zwłoka czasowa jest zależna od czasu, przez który instalacja jest w stanie wytrzymać obniżone napięcie.

W przypadku obciążeń silnikowych typowa nastawa czasowa może być rzędu 0,5 sekundy.

10.3 ZABEZPIECZENIE NADNAPIĘCIOWE

Przebiegi są zazwyczaj związane z utratą obciążenia, przy której następuje wzrost amplitudy napięcia zasilania. Sytuacja ta zwykle będzie korygowana przez urządzenia regulacyjne, jak układy AVR (automatyczne regulatory napięcia) lub podobciążeniowe przełączniki zaczepów. Jednakże, w przypadku, gdy urządzeniom tym nie uda się przywrócić prawidłowego napięcia instalacji, dojdzie do wystąpienia w niej przebiegu, który musi być usunięty.

Uwaga:

Podczas zwarć doziemnych instalacji elektroenergetycznej może dojść do wzrostu napięcia w prawidłowo działających fazach. Idealną sytuacją jest taka, gdy instalacja zaprojektowana jest do wytrzymywania takich przebiegów przez zdefiniowany okres.

10.3.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRIEBIOWEGO

Zabezpieczenie przeciwpriebiowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS/PROTECTION/GROUP [1-6]/VOLTAGE PROT/PHASE OV**.

Produkt ma zabezpieczenie przeciwpriebiowe o niezależnej charakterystyce zwłoki czasowej.

Każdy etap umożliwia wybór charakterystyki zadziałania. Dostępne są następujące opcje:

- Charakterystyka IDMT
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- DT (Definite Time – czas określony)

Ustawia się to za pomocą **V>(n) Curve**.

Charakterystyka IDMT jest opisana poniższym równaniem:

Czas działania jest opisany poniższym równaniem:

$$T = \frac{D}{\left(\frac{V}{V_{pickup}} - 1 \right)}$$

gdy $V > V_{pickup}$

Gdzie:

- T = czas wyzwolenia w sekundach
- D = wartość zadana opóźnienia pobudzenia zabezpieczenia przeciwpriebiowego
- V = rzeczywiste napięcie międzyfazowe
- Vpickup = wartość zadana pobudzenia zabezpieczenia przeciwpriebiowego

Etapy zabezpieczenia przeciwpriebiowego można skonfigurować jako napięcia fazowe lub międzyfazowe w ustawieniu **V>(n) Meas Mode**.

Uwzględnione są dodatkowe etapy, aby zapewnić różne rodzaje wyjścia, takie jak etapy alarmu i wyzwolenia zabezpieczenia. Ewentualnie mogą być wymagane inne ustawienia czasu, w zależności od nasilenia skoku napięcia.

Włączanie sygnałów wyjściowych dla warunków jedno-, dwu- lub trójfazowych jest realizowane poprzez ustawienie **V>(n) Operate Mode** dla każdego etapu.

10.3.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRIĘCIOWEGO

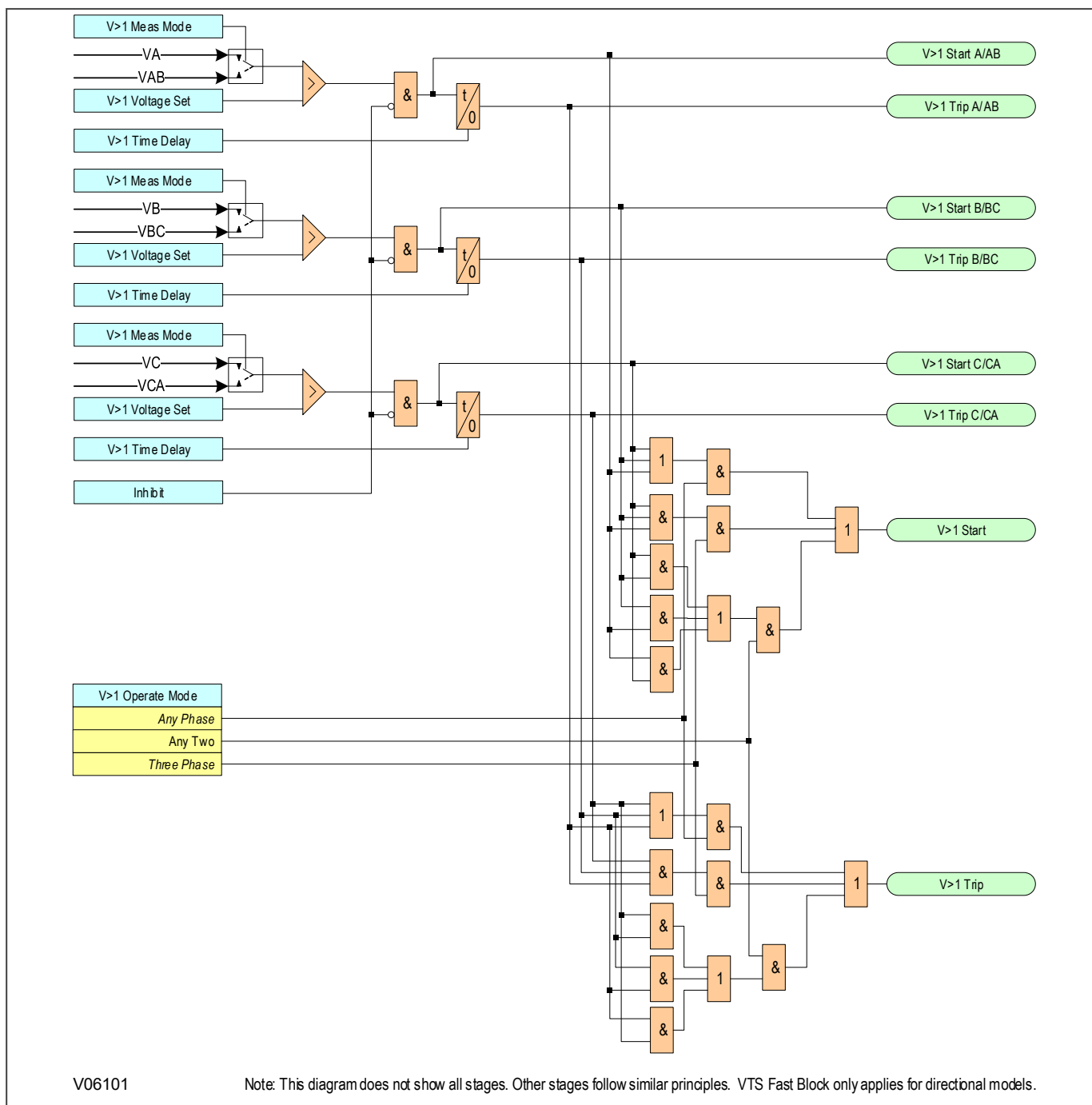


Figure 82: Zabezpieczenie przeciwprzebieciowe – tryb wyzwalania jedno- i trójfazowy (etap pojedynczy)

Funkcja zabezpieczenia przeciwprzebieciowego wykrywa, gdy wartość napięcia dla określonego etapu przekroczy ustawioną wartość progową. Jeżeli to nastąpi, generowany jest sygnał **Pob**, oznaczający uruchomienie zabezpieczenia. Sygnał Start może być zablokowany za pomocą sygnału **Inhibit**. Sygnał Start jest podawany do modułu timera w celu wygenerowania sygnału wyzwolenia zabezpieczenia **Trip**. Dla każdego etapu dostępne są trzy moduły wykrywania przebiecia fazy, po jednym dla każdej fazy. Trzy sygnały **Start** dla każdej z faz są sumowane logicznie, co daje trójfazowy sygnał uruchomienia (**V>(n) Start**), który może być aktywowany, gdy uruchomiona zostanie którakolwiek z trzech faz (sygnał **Any Phase**) lub gdy uruchomione zostaną trzy fazy (sygnał **Three Phase**), w zależności od wybranego ustawienia **V>(n) Operate Mode**.

Sygnały wyjściowe modułów timera są sygnałami wyzwiania, które mogą być używane do sterowania wyzwajającym przekaźnikiem wyjściowym. Wspomniane sygnały wyzwajające również są sumowane logicznie, co daje trójfazowy sygnał wyzwolenia, który także jest kontrolowany za pomocą ustawienia **V>(n) Operate Mode**.

10.3.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

10.3.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI ZABEZPIECZENIA NADNAPIĘCIOWEGO

Wiele stopni oraz odpowiadające im charakterystyki działania pozwalają na zastosowanie zabezpieczenia do różnych celów:

- Charakterystyka czasowo niezależna może być użyta w przypadku obu stopni w celu zapewnienia wymaganych stopni alarmowych oraz wyzwajających.
- Zastosowanie charakterystyki IDMT pozwala na stopniowanie opóźnienia zgodnie z wielkością i częstotliwością występowania przepięć. Ponieważ ustawienia napięciowe obu stopni są niezależne, drugi stopień można ustawić poniżej pierwszego, uzyskując w ten sposób w razie potrzeby zwłoczny stopień alarmowy.
- Jeżeli wymagany jest jedynie jeden stopień zabezpieczenia nadnapięciowego lub gdy zabezpieczenie ma być jedynie elementem alarmującym, drugi ze stopni można wyłączyć.

Zabezpieczenie tego typu musi być skoordynowane ze wszystkimi pozostałymi urządzeniami nadnapięciowymi zainstalowanymi w innych miejscach instalacji.

10.4 ZABEZPIECZENIE NADNAPIĘCIOWE SZCZĄTKOWE

W poprawnie działających trójfazowych sieciach elektroenergetycznych suma napięć trzech faz względem ziemi wynosi zero, gdyż jest to suma geometryczna trzech symetrycznych wektorów przesuniętych względem siebie o 120° . Jednakże w momencie pojawienia się zwarcia doziemnego na instalacji strony pierwotnej równowaga ta zostaje zakłócona i pojawiają się napięcia szczytkowe. Należy przy tym zauważyć, że sytuacja ta powoduje wzrost napięcia punktu neutralnego w odniesieniu do ziemi. W związku z tym, ten rodzaj zabezpieczenia jest powszechnie określany jako zabezpieczenie przed napięciem przesunięcia punktu neutralnego (Neutral Voltage Displacement) lub w skrócie NVD.

Napięcie szczytkowe może być wyznaczone (na podstawie napięć fazowych) lub zmierzone (z użyciem przekładnika napięciowego klasy pomiarowej w układzie otwartego trójkąta). Wyznaczone wartości będą używane tylko wtedy, gdy model nie obsługuje funkcjonalności pomiarowej (nie posiada przeznaczonego do tego celu PN odpowiedniej klasy pomiarowej). Jeżeli do pomiaru napięcia szczytkowego użyty został PN klasy pomiarowej, nie może być on używany do innych funkcji, takich jak kontrola synchronizmu.

Tego typu metoda oferuje alternatywne sposoby wykrywania zwarć doziemnych, które nie wymagają pomiaru natężenia prądu. Może to być szczególnie korzystne w przypadku sieci uziemionych przez wysoką impedancję lub izolowanych, w których stosowanie przekładników Ferrantiego na każdej linii zasilającej może być zarówno niepraktyczne jak i nieekonomiczne, oraz w przypadkach, gdy wymagane jest zabezpieczenie ziemnozwarciowe urządzeń bez przekładników prądowych.

10.4.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZED PRZEPIĘCIAMI SZCZĄTKOWYMI

Zabezpieczenie przed przepięciami szczytkowymi wdraża się w ścieżkach **SETPOINTS/PROTECTION/GROUP [1-6]/VOLTAGE PROT/RESIDUAL OV(M)** dla wartości zmierzonych oraz **SETPOINTS/PROTECTION/GROUP [1-6]/VOLTAGE PROT/RESIDUAL OV(D)** dla wartości obliczonych.

Niektóre zastosowania wymagają więcej niż jednego etapu. Na przykład sieć izolowana może wymagać etapu alarmowego oraz etapu wyzwalania. Powszechną praktyką w takim wypadku jest projektowanie instalacji tak, by wytrzymała standardowe przepięcia fazowe przez wiele godzin po zwarcu doziemnym. W tego typu zastosowaniach alarm jest generowany zaraz po wykryciu takiej sytuacji, co służy do poinformowania o obecności zwarcia doziemnego w instalacji. Daje to obsługującym instalację czas na zlokalizowanie i odizolowanie zwarcia. Drugi etap zabezpieczenia może wygenerować sygnał wyzwolenia, jeżeli zwarcie będzie się utrzymywało.

Produkt ma dwa etapy zabezpieczenia przeciwprzepięciowego o niezależnej charakterystyce zwłoki czasowej.

Każdy etap umożliwia wybór charakterystyki zadziałania. Dostępne są następujące opcje:

- Charakterystyka IDMT
- Szereg krzywych programowanych przez użytkownika
- DT (Definite Time – czas określony)

Czas działania określa się przez:

$$T = \frac{D}{\left(\frac{V}{V_{pickup}} - 1\right)}$$

gdy $V > V_{pickup}$

Gdzie:

- T = czas wyzwolenia w sekundach
- D = wartość zadana opóźnienia pobudzenia zabezpieczenia przeciwprzepięciowego
- V = zmierzone lub obliczone napięcie międzyfazowe
- Vpickup = wartość zadana pobudzenia zabezpieczenia przeciwprzepięciowego

To ustawienie oraz inne ustawienia opisane w tym rozdziale konfiguruje się z użyciem krzywej **$VN(x)>(n)$ Curve**.

Napięcie szczytowe można wyliczyć na podstawie napięć fazowych ($V_{res} = V_a + V_b + V_c$) lub zmierzyć na wejściu 4. przekładnik napięciowy.

Urządzenie wykonuje wewnętrzne obliczenia napięcia szczytkowego na podstawie danych wejściowych napięcia trójfazowego pochodzących z jednego pięciordzeniowego przekładnika napięciowego lub trzech jednofazowych przekładników napięciowych. Tego typu układ przekładników napięciowych zapewnia drogę przepływu dla strumienia szczytkowego i w konsekwencji umożliwia urządzeniu obliczenie wymaganego napięcia szczytkowego. Dodatkowo punkt gwiazdy strony pierwotnej przekładnika napięciowego musi być uziemiony. Trójrdzeniowe przekładniki napięciowe nie zapewniają drogi przepływu dla strumienia szczytkowego, dlatego są nieodpowiednie do tego typu zabezpieczenia.

10.4.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZED PRZEPĘCIEM SZCZĄTKOWYM

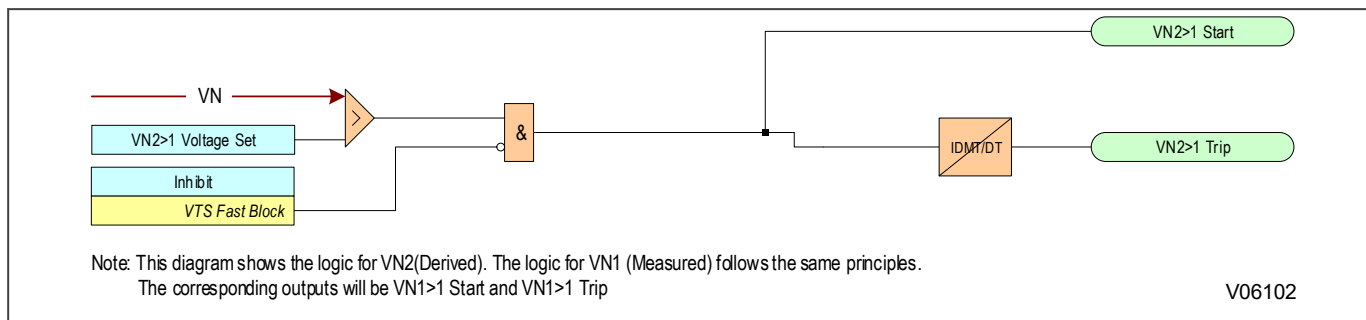


Figure 83: Logika zabezpieczenia przed przepięciem szczytkowym

Moduł zabezpieczenia przed przepięciem szczytkowym ($VN>$) jest detektorem poziomu, który wykrywa, kiedy wartość napięcia przekroczy wartość progową ustawioną dla każdego z etapów. Gdy to nastąpi, wyjście komparatora generuje sygnał **Start ($VN>(n)$ Start)** oznaczający uruchomienie zabezpieczenia. Można to zablokować sygnałem blokującym **VTS Fast block** (tylko w P14D). Wspomniany sygnał **Start** jest podawany do modułu timera. Sygnał wyjściowy modułu timera **$VN>(n)$ Trip** może zostać wykorzystany do sterowania wyzwalającym przekaźnikiem wyjściowym.

10.4.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

10.4.3.1 OBLICZENIA DLA SIECI Z UZIEMIENIEM BEZPOŚREDNIM

Przypadek zwarcia doziemnego fazy A w prostej sieci o strukturze promieniowej.

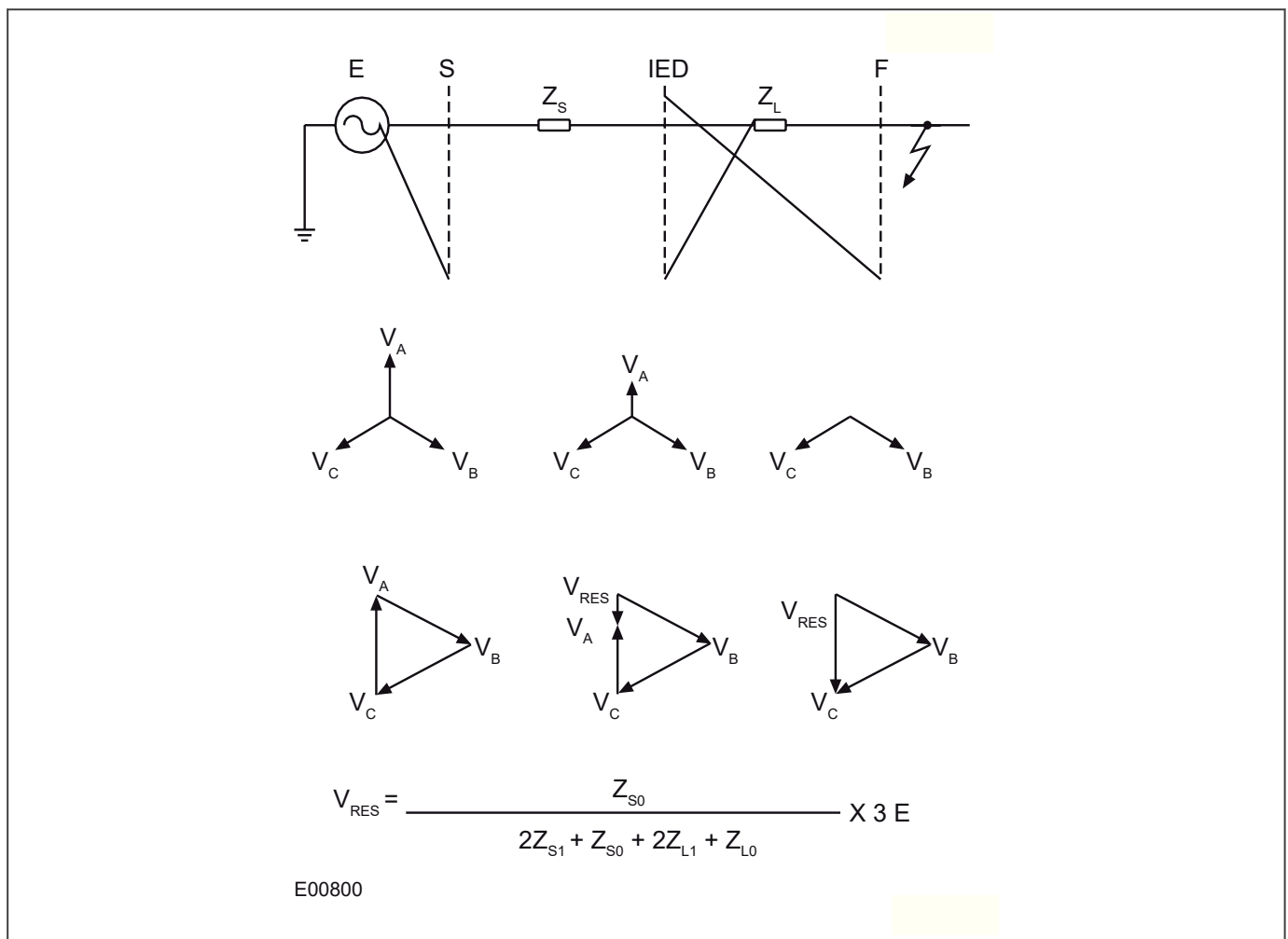


Figure 84: Napięcie szczytkowe dla sieci z uziemieniem bezpośrednim

Jak można zauważyć na powyższym schemacie, napięcie szczytkowe mierzone w sieci z uziemieniem bezpośrednim zależy wyłącznie od stosunku impedancji źródła znajdującego się za zabezpieczeniem do impedancji linii znajdującej się przed zabezpieczeniem, aż do punktu zwarcia. W przypadku zwarcia odległego stosunek Z_S/Z_L będzie niewielki, skutkując odpowiednio niewielkim napięciem szczytkowym. Tak więc zabezpieczenie zadziała wyłącznie w przypadku zwarcia, które nastąpiły na sieci w pewnej odległości. Maksymalna odległość zależy od nastawy urządzenia.

10.4.3.2 OBLICZENIA DLA SIECI Z UZIEMIENIEM IMPEDANCYJNYM

Przypadek zwarcia doziemnego fazy A w prostej sieci o strukturze promieniowej.

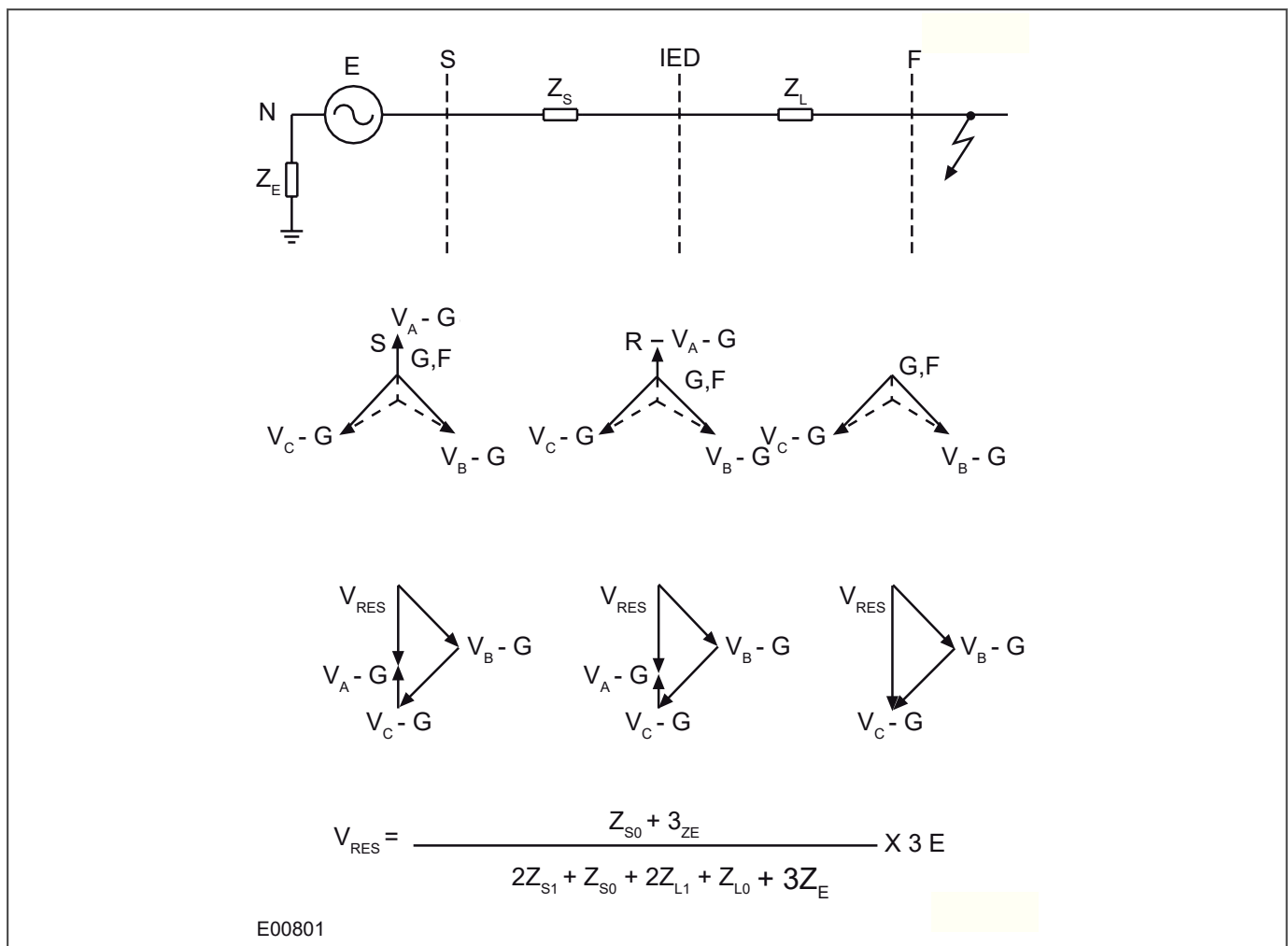


Figure 85: Napięcie szczytkowe dla sieci z uziemieniem impedancyjnym

Instalacje z uziemieniem impedancyjnym zawsze będą generowały stosunkowo duży poziom napięcia szczytkowego, gdyż impedancja źródła dla składowej zerowej obejmuje teraz impedancję uziemienia. Wynika z tego, że napięcie szczytkowe powstające w skutek zwarcia doziemnego w sieciach izolowanych będzie miało możliwie najwyższą wartość (3 x napięcie fazowe), gdyż impedancja źródła dla składowej zerowej jest nieskończenie duża.

10.4.3.3 WYTTCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Nastawa napięcia zastosowana w zabezpieczeniach zależy od amplitudy napięcia szczytkowego, które jest spodziewane w warunkach zwarcia doziemnego. To z kolei zależy od zastosowanego sposobu uziemienia.

Należy dopilnować, by nastawa zabezpieczenia była wyższa od jakiegokolwiek napięcia szczytkowego obecnego w sieci.

10.5 OCHRONA PRZED PRZEPIĘCIAMI W SEKWENCJI UJEMNEJ

W przypadku gdy przychodząca linia zasilająca zasila obracający się sprzęt, taki jak silnik indukcyjny, niezbędne są prawidłowe fazowanie i równowaga zasilania. Nieprawidłowa rotacja faz spowoduje, że podłączone silniki będą się obracały w złym kierunku. W przypadku zastosowań wrażliwych na kierunek, takich jak podnośniki i przenośniki taśmowe, tego rodzaju sytuacja jest niedopuszczalna.

Nierównowaga w zasilaniu przychodzącym powoduje składowe napięcia ujemnych sekwencji faz. W przypadku nieprawidłowej rotacji faz napięcie zasilania będzie skutecznie składać się w 100% wyłącznie z napięcia ujemnych sekwencji faz.

10.5.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRIĘCIOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ

Zabezpieczenie przeciwprzebieciowe reagujące na składowa przeciwna wdraża się w ścieżce **SETPOINTS** **PROTECTIONGROUP [1-6] VOLTAGE PROTNEG SEQ OV**.

Urządzenie zawiera element wieloetapowego zabezpieczenia przeciwprzebieciowego reagującego na składowa przeciwna. Możliwy jest tylko czas określony.

Ten element monitoruje rotację i wartość napięcia wejściowego (standardowo na przekładniku napięciowym podłączonym na szynie) i może być blokowany przez stycznik silnika lub wyłącznik, aby zapobiegać zasilaniu silnika podczas występowania niewłaściwej rotacji fazy.

Element ten włącza się za pomocą ustawienia **V2>1 Function**.

10.5.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRIĘCIOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ

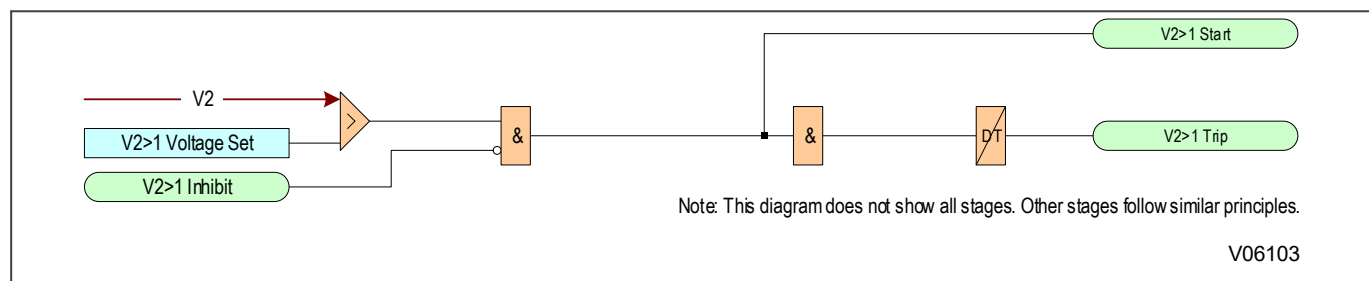


Figure 86: Logika zabezpieczenia przeciwprzebieciowego reagującego na składowa przeciwna

Moduł zabezpieczenia przeciwprzebieciowego reagującego na składowa przeciwna wykrywa, kiedy wartość napięcia przekracza ustawioną wartość progową. Gdy to nastąpi, wyjście komparatora Moduł przebieciowy generuje sygnał **Start** (np. dla etapu 1: **V2>1 Start**), który oznacza uruchomienie zabezpieczenia. Można to zablokować sygnałem blokującym **V2>1 Inhibit**. Wspomniany sygnał **Start** jest podawany do modułu timera DT. Sygnał wyjściowy modułu timera DT jest sygnałem wyzwajającym, który może być wykorzystany do sterowania wyzwajającym przekaźnikiem wyjściowym.

10.5.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

10.5.3.1 WYTICZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Podstawowym problemem jest zwykle wykrycie niewłaściwej rotacji faz (a nie małych asymetrii), dlatego ustawienie czułości nie jest wymagane. To ustawienie musi być wyższe niż jakiekolwiek napięcie fali stojącej NPS, które może występować z powodu asymetrii w pomiarze przekładnik napięciowy, tolerancji urządzenia itp.

Typowe może być ustawienie wynoszące około 15% napięcia znamionowego.

Uwaga:

Napięcia fali stojącej NPS (V2) są wyświetlane w ustawieniu **V2 Magnitude** (U2 Modul) w sekcji **MEASUREMENTS** (Pomiary).

Czas pracy elementu zależy od zastosowania, ale normalnie ustawia się je na mniej więcej 5 sekund.

10.6 ZABEZPIECZENIE PODNAPIĘCIOWE REAGUJĄCE NA SKŁADOWĄ KOLEJNOŚCI DODATNIEJ

10.6.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PODNAPIĘCIOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWĄ KOLEJNOŚCI DODATNIEJ

Zabezpieczenie podnapięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej wdraża się w ścieżce **SETPOINTS \PROTECTIONGROUP [1-6] VOLTAGE PROTECTION SEQ UV**.

Produkt ma zabezpieczenie podnapięciowe reagujące na składową kolejności dodatniej o niezależnej charakterystyce zwłoki czasowej.

Każdy etap umożliwia wybór charakterystyki zadziałania. Dostępne są następujące opcje:

- Charakterystyka IDMT
- DT (Definite Time – czas określony)

Ustawia się ją za pomocą **V1<1 Curve**

Charakterystyka IDMT jest opisana poniższym równaniem:

$$T = TMS / (1 - V/V_{pkp})$$

gdzie:

- T = czas działania w sekundach
- TMS = ustawienie mnożnika czasu
- V = zmierzone napięcie składowej zgodnej
- V_{pkp} = poziom pobudzenia prądu zabezpieczenia podnapięciowego

Uwzględnione są dodatkowe etapy, aby zapewnić różne rodzaje wyjścia, takie jak etapy alarmu i wyzwolenia zabezpieczenia.

10.6.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PODNAPIĘCIOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWĄ KOLEJNOŚCI DODATNIEJ

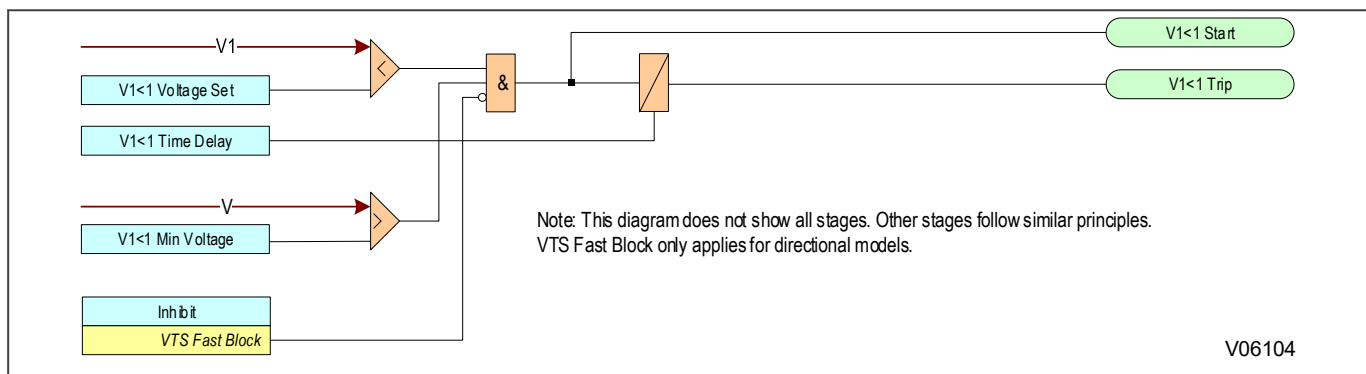


Figure 87: Logika zabezpieczenia podnapięciowego reagującego na składową kolejności dodatniej

10.7 ZABEZPIECZENIE PRZECIWPRIĘCIOWE REAGUJĄCE NA SKŁADOWĄ KOLEJNOŚĆ DODATNIEJ

10.7.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRIĘCIOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWĄ KOLEJNOŚĆ DODATNIEJ

Zabezpieczenie przeciwprzebieciowe reagujące na składową kolejność dodatniej wdraża się w ścieżce **SETPROTECTIONGROUP [1-6]VOLTAGE PROTPOS SEQ OV**

Produkt ma zabezpieczenie przeciwprzebieciowe reagujące na składową kolejność dodatniej o niezależnej charakterystyce zwłoki czasowej.

Każdy etap umożliwia wybór charakterystyki zadziałania. Dostępne są następujące opcje:

- Charakterystyka IDMT
- DT (Definite Time – czas określony)

Ustawia się to za pomocą ustawienia **V1>1 Curve**.

Charakterystyka IDMT jest opisana poniższym równaniem:

$$T = \frac{TMS}{\left(\frac{V}{V_{pickup}} - 1 \right)}$$

gdzie:

- T = czas działania (w sekundach)
- TMS = ustawienie mnożnika czasu
- V = zmierzone napięcie składowej zgodnej
- Vpickup = ustawienie napięcia pobudzenia

Uwzględnionych jest wiele etapów, aby zapewnić różne rodzaje wyjścia, takie jak etapy alarmu i wyzwolenia zabezpieczenia.

10.7.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRIĘCIOWEGO REAGUJĄCEGO NA SKŁADOWĄ KOLEJNOŚĆ DODATNIEJ

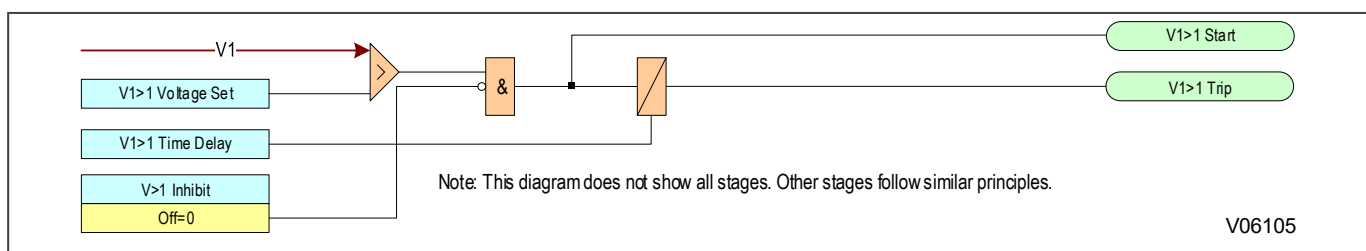


Figure 88: Logika zabezpieczenia przeciwprzebieciowego reagującego na składową kolejność dodatniej

10.8 WOLTY NA HERC

10.8.1 IMPLEMENTACJA WOLTÓW NA HERC

Wartość woltów na herc (V/Hz) jest obliczana na podstawie maksimum trójfazowych wejść napięciowych. Jeżeli na zaciskach przekaźnika brak jest napięcia, wartość V/Hz jest automatycznie ustawiana na „0”. Wartość V/Hz ustala się zgodnie z ustawieniami napięcia i częstotliwości nominalnej systemu elektroenergetycznego w następujący sposób:

V/Hz opiera się na wybranym ustawieniu Setpoint > System > VT Ratio > **Main VT Secondary** oraz Setpoint > System > Power System > **Nom. Frequency**.

Jeśli na przykład napięcie **Main VT Secondary** oraz częstotliwość **Nominal Frequency** są ustawione odpowiednio na 120 V oraz 60 Hz, wartości te definiują jednostkę bazową jako $1 \times (V/Hz)$. Stosunek woltów na herc po podziale tych ustawień znamionowych wynosi $120/60 = 2$. Jeżeli wartość zadana **Pickup** z elementu V/Hz jest ustawiona na „ $1,05 \times (V/Hz)$ ”, będzie to oznaczać, że aby element wywołał pobudzenie, rzeczywisty stosunek wolty na herc po podziale powinien wynosić $2 \times 1,05 = 2,1$. Współczynnik 2,1 można osiągnąć, jeżeli na przykład zmierzone napięcie wynosi 126 V, a częstotliwość wynosi 60 Hz lub napięcie jest stałe 120 V, a częstotliwość wynosi 57,14 Hz, albo występuje dowolna inna kombinacja tych dwóch wartości, która po podziale V/Hz wynosi 2,1. Aby sprawdzić ponownie ustawienie pobudzenia, używamy jednostki bazowej $(V/Hz) = 120 / 60 = 2$, zatem wartość ustawienia pobudzenia wynosi $2,1 / 2 = 1,05 \times (V/Hz)$.

Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Star” (gwiazda), to ustawienie **V/Hz>[X] Meas Mode** dokładniej definiuje ilość roboczą i wartość jednostkową dla tego elementu. Jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na „Phase-phase” (Międzyfazowy), to ilość robocza dla tego elementu będzie równa międzyfazowemu napięciu znamionowemu. I podobnie, jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na fazowy, to ilość robocza dla tego elementu będzie równa znamionowemu napięciu fazowemu. W przypadku tego elementu korzystne jest użycie trybu napięcia międzyfazowego, gdy przekaźnik jest zastosowany w systemie izolowanym lub uziemionym rezystancyjnie. Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Delta”, to do zdefiniowania wartości jednostkowej używane jest znamionowe napięcie międzyfazowe, niezależnie od dokonanego wyboru trybu pomiaru **V/Hz>[X] Meas Mode**.

Element V/Hz może zostać użyty jako element chwilowy bez celowej zwłoki czasowej bądź jako element z czasem określonym lub odwróconym. Charakterystyki krzywych odwrótnych przedstawiono poniżej:

Czas określony

Dla krzywej czasu określonego czas działania konfiguruje się za pomocą ustawienia **V/Hz>1 TimeDelay**. Działanie chwilowe można uzyskać, ustawiając **V/Hz>1 TimeDelay** na „0”.

Krzywa odwrótne A:

Kształt krzywej dla krzywej odwrótnej A wolty/herc jest wyliczany na podstawie wzoru:

$$T = \frac{TMS}{\left[\left(\frac{V}{(Hz)} \right) / Pickup \right]^2 - 1} \text{ when } \frac{V}{F} > Pickup$$

Krzywa odwrótne B:

Kształt krzywej dla krzywej odwrótnej B wolty/herc jest wyliczany na podstawie wzoru:

$$T = \frac{TMS}{\left[\left(\frac{V}{(Hz)} \right) / Pickup \right] - 1} \text{ when } \frac{V}{F} > Pickup$$

Krzywa odwrotna C:

Kształt krzywej dla krzywej odwrotnej C wolty/herc jest wyliczany na podstawie wzoru:

$$T = \frac{TMS}{\left[\left(\frac{V}{(Hz)} \right) / Pickup \right]^{1/2} - 1} \text{ when } \frac{V}{F} > Pickup$$

Gdzie:

T = czas działania

TMS = ustawienie mnożnika czasu (opóźnienie w sekundach)

V = podstawowa wartość RMS napięcia

F = częstotliwość sygnału napięcia

Pobudzenie = ustawienie V/Hz>[X]

Element ma charakterystykę resetu liniowego. Czas resetowania można zaprogramować za pomocą ustawienia **V/Hz>[X] tReset**, aby dopasować charakterystykę chłodzenia zabezpieczanego sprzętu. Element zostanie całkowicie zresetowany od progu wyzwalania w sekundach czasu resetowania.

10.8.2 LOGIKA WOLTY NA HERC

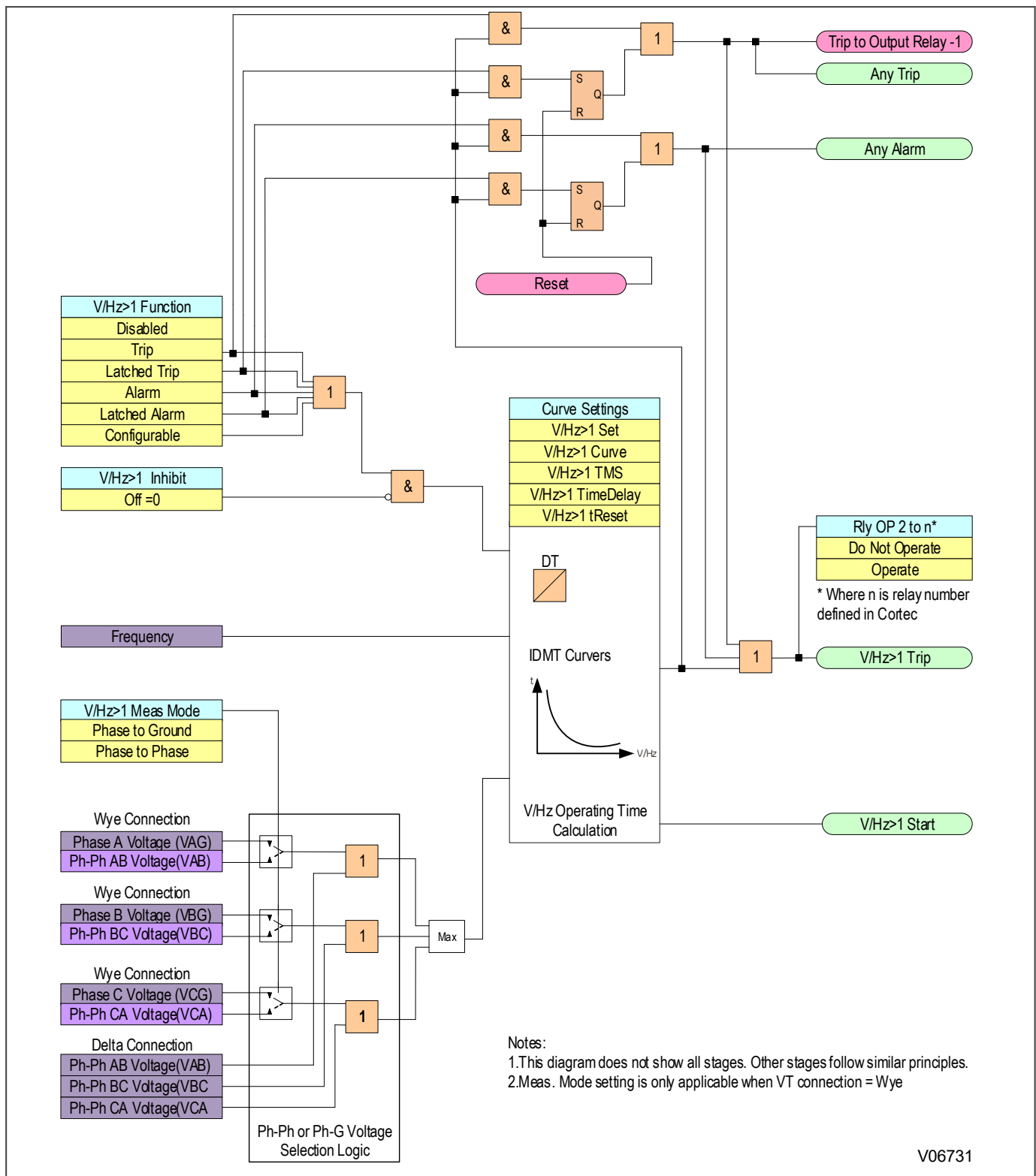


Figure 89: Logika wolty na herc

10.9 MOC BIERNA PODNAPIĘCIA

W sieciach SN umieszcza się coraz więcej rozproszonych zasobów energetycznych (DER). Zmniejsza się ilość regulowanej rezerwy mocy (moc czynna i bierna indukcyjna) za pomocą dużych elektrowni konwencjonalnych. Do utrzymania stabilności napięcia sieci wykorzystywana jest moc bierna. Zwarcia w sieci, rosnące obciążenie przy zapotrzebowaniu na moc bierną oraz zmiany w sieci mogą prowadzić do spadków napięcia sieciowego. W przypadku znacznych spadków napięcia w kilku częściach sieci taka niestabilność napięcia może wywołać załamanie napięcia sieciowego przez odcięcie zasilania (blackout).

Urządzenia zabezpieczające mają niebagatelne znaczenie w bezpiecznej i niezawodnej pracy sieci, przyłączy i elektrowni. Krajowe kodeksy i przepisy dotyczące sieci wymagają, aby jednostki DER zasilające sieć SN utrzymywały napięcie sieciowe w przypadku awarii sieci. W związku z tym zadaniem zespołów zabezpieczających napięcie i częstotliwość na poziomie maszyn jest odłączenie jednostek wytwórczych od sieci w przypadku zwarcia. W przypadku jednoczesnego wykrycia spadku napięcia i indukcyjnego przepływu mocy biernej w kierunku jednostki wytwórczej w punkcie przyłączenia do sieci dotknięta tym jednostka wytwórcza zostanie wyłączona (odłączenie wyłącznika generatora). Po nieudanej próbie odłączenia jednostki wytwórczej cała instalacja DER zostanie wyłączona przez wyłącznik w punkcie przyłączenia do sieci.

10.9.1 IMPLEMENTACJA MOCY BIERNEJ PODNAPIĘCIA

Element mocy biernej podnapięcia składa się z funkcji ochronnej i funkcji przywrócenia jednostki prądotwórczej.

Funkcja zabezpieczająca

Funkcja zabezpieczeń mocy biernej podnapięcia działa po ustawionej zwłoce czasowej **Time Delay**, gdy tylko:

- wszystkie napięcia fazowe spadną poniżej ustawionego poziomu napięcia zaprogramowanego jako **Voltage Set**,
- zmierzony prąd składowej zgodnej I1 przekracza poziom nadzorowania prądu zaprogramowany jako Curn. Sup. Level, a
- zmierzona moc bierna przekracza poziom zaprogramowany jako **Vars Set**.

Funkcja przywrócenia

Funkcja przywrócenia może wysłać polecenie załączenia do wyłącznika jednostki prądotwórczej, gdy:

- wszystkie napięcia fazowe przekraczają minimalny poziom napięcia zaprogramowany jako **Min Voltage**, a
- częstotliwość mieści się w zakresie pomiędzy częstotliwością minimalną i maksymalną zaprogramowaną, odpowiednio, jako **Min Frequency** oraz **Max Frequency**, a
- jeżeli nie wykonano obejścia **CS Supervision**, pozwala na zamknięcie wyłącznika przez aktywowanie operandu CS 1 Close Perm.

Napięcie sieciowe niekoniecznie musi być mierzone w punkcie przyłączenia do sieci. Zgodnie z opisanymi powyżej funkcjami zabezpieczającymi ponowne załączenie wyłącznika generatora nastąpi dopiero po ustawionej zwłoce czasowej zaprogramowanej jako **Restore Delay**.

W zakresie, w jakim DER są odłączone od sieci w punkcie przyłączenia do sieci, wyłączane są również poszczególne jednostki prądotwórcze. W związku z tym ponowne załączenie wyłącznika w punkcie przyłączenia do sieci nie wymaga pomiaru napięcia sieciowego. Ponowne załączenie jest wykonywane ręcznie.

Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Star” (gwiazda), to ustawienie Meas Mode (Tryb pomiaru) dokładnie definiuje ilość roboczą i wartość jednostkową dla tego elementu. Jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na „Phase-phase” (Międzyfazowy), to ilość robocza dla tego elementu będzie międzyfazowa. I podobnie, jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na fazowy, to ilość robocza dla tego elementu będzie równa znamionowemu napięciu fazowemu. Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Delta”, używane jest napięcie międzyfazowe, niezależnie od dokonanego wyboru typu pomiaru **Meas Mode**.

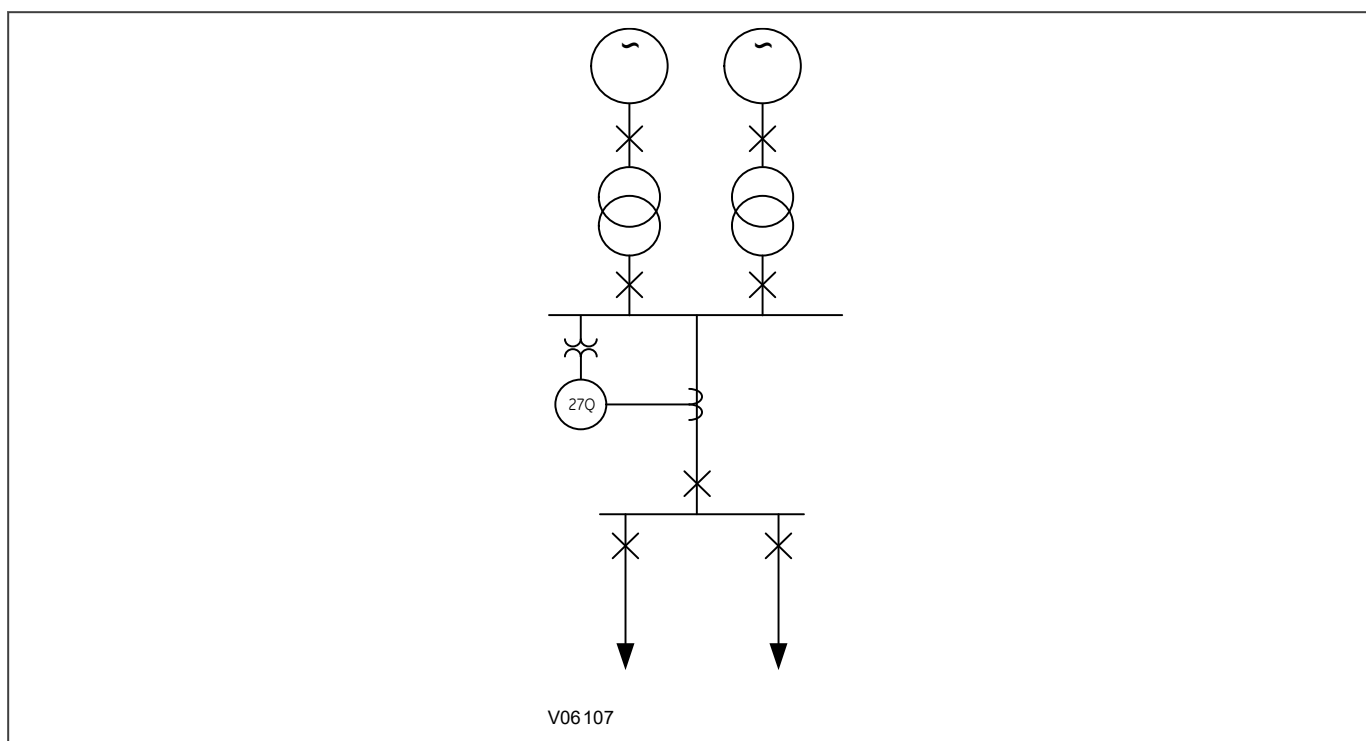


Figure 90: Rysunek: Przykład mocy biernej podnapięcia (27 Q) zastosowanej na linii prądotwórczej

10.9.2 LOGIKA MOCY BIERNEJ PODNAPIĘCIA

Funkcja zabezpieczająca 27Q jest nadzorowana przez minimalny poziom prądu składowej zgodnej, która blokuje ten element, jeżeli jego wartość jest niższa niż **Curn. Sup. Level**. Gdy tylko napięcie spadnie poniżej poziomu **Voltage Set** i prąd składowej zgodnej przekroczy **Curn. Sup. Level**, a moc bierna przekroczy poziom **Vars Set**, nastąpi wyzwolenie zabezpieczenia biernego podnapięcia.

Kierunek przepływu $wat(P)$ oraz $Vars(Q)$ jest określany przez **Var Direction** podczas sytuacji normalnego działania oraz zwarcia, z punktu widzenia sieci lub generatora.

Kiedy kierunek **Var Direction** jest zaprogramowany jako Forward (W przód):

- Podczas normalnego działania $P > 0$ i $Q > 0$, co oznacza, że generator dostarcza moc aktywną i bierną indukcyjną do sieci.
- Podczas sytuacji zwarcia $P > 0$ a $Q < 0$, co oznacza, że generator dostarcza moc aktywną do sieci, a odprowadza indukcyjną moc bierną z sieci. Wyzwolenie zabezpieczenia następuje, gdy wartość pomiaru mocy biernej jest ujemna ($Q < 0$), a wartość bezwzględna zmierzonej mocy biernej przekracza poziom zaprogramowany jako **Vars Set**.

Gdy kierunek **Var Direction** jest zaprogramowany jako Reverse (Wstecz):

- Podczas normalnego działania $P < 0$ i $Q < 0$, co oznacza, że generator odprowadza moc aktywną i bierną indukcyjną od generatora.
- Podczas sytuacji zwarcia: $P < 0/P > 0$ i $Q > 0$, co oznacza, że sieć odprowadza/dostarcza moc aktywną od/do generatora oraz dostarcza indukcyjną moc bierną do generatora. Wyzwolenie zabezpieczenia następuje, gdy wartość pomiaru mocy biernej jest dodatnia ($Q > 0$), a wartość bezwzględna zmierzonej mocy biernej przekracza poziom zaprogramowany jako **Vars Set**.

Funkcja przywrócenia 27Q może zostać włączona przez ustawienie **Restore Function**. Sygnał ponownego zamknięcia jest bezpośrednio mapowany do sterowania wyłącznika, gdy opcja **Restore Function** jest skonfigurowana jako załączenie. Ponowne załączenie wyłącznika generatora wymaga, by pomiar napięcia w punkcie przyłączenia do sieci przekraczał poziom **Min Voltage**, a pomiar częstotliwości mieścił się w paśmie zdefiniowanym przez **Min Frequency** oraz **Max Frequency**.

Po zainicjowaniu polecenia przywrócenia wyłącznika przez funkcję przywrócenia 27Q wyłącznik zostaje zresetowany, jeżeli prąd przekroczy poziom **Min Current** lub zostanie zainicjowany nowy proces przywrócenia. Inicjację ponownego załączenia wyłącznika jednostki prądotwórczej można osiągnąć na dwa sposoby:

- Funkcja zabezpieczenia podnapięciowego elementu 27Q może zostać użyta do zainicjowania procesu przywracania, gdy ustawienie **27Q Initiate** ma wartość „ON” (Wł.). Ponowne załączenie wyłącznika jest inicjowane, gdy wyzwolenie zabezpieczenia podnapięciowego 27Q (operand UV Var Trip) zostanie zresetowane.
- Ponowne załączenie wyłącznika można zainicjować także wykryciem spadającego przypisanego wejścia (np. wyzwolenia) określonego ustawieniem **Restore Initiate**. Jeżeli do zainicjowania funkcji przywrócenia potrzebnych jest więcej danych wejściowych, to do zbudowania wymaganej logiki należy użyć konstruktora instrukcji logicznych.

Jeżeli jedno z wejść inicjujących przywrócenie (przypisane wejście lub operand UV Var Trip) spadnie do zera, uruchomi timer **Restore Delay** i wyda polecenie ponownego załączenia wyłącznika jednostki prądotwórczej. Jednak jeżeli przypisane wejście lub operand UV Var Trip stanie się aktywne, timer **Restore Delay** resetuje się, a polecenie przywrócenia ulega dezaktywacji.

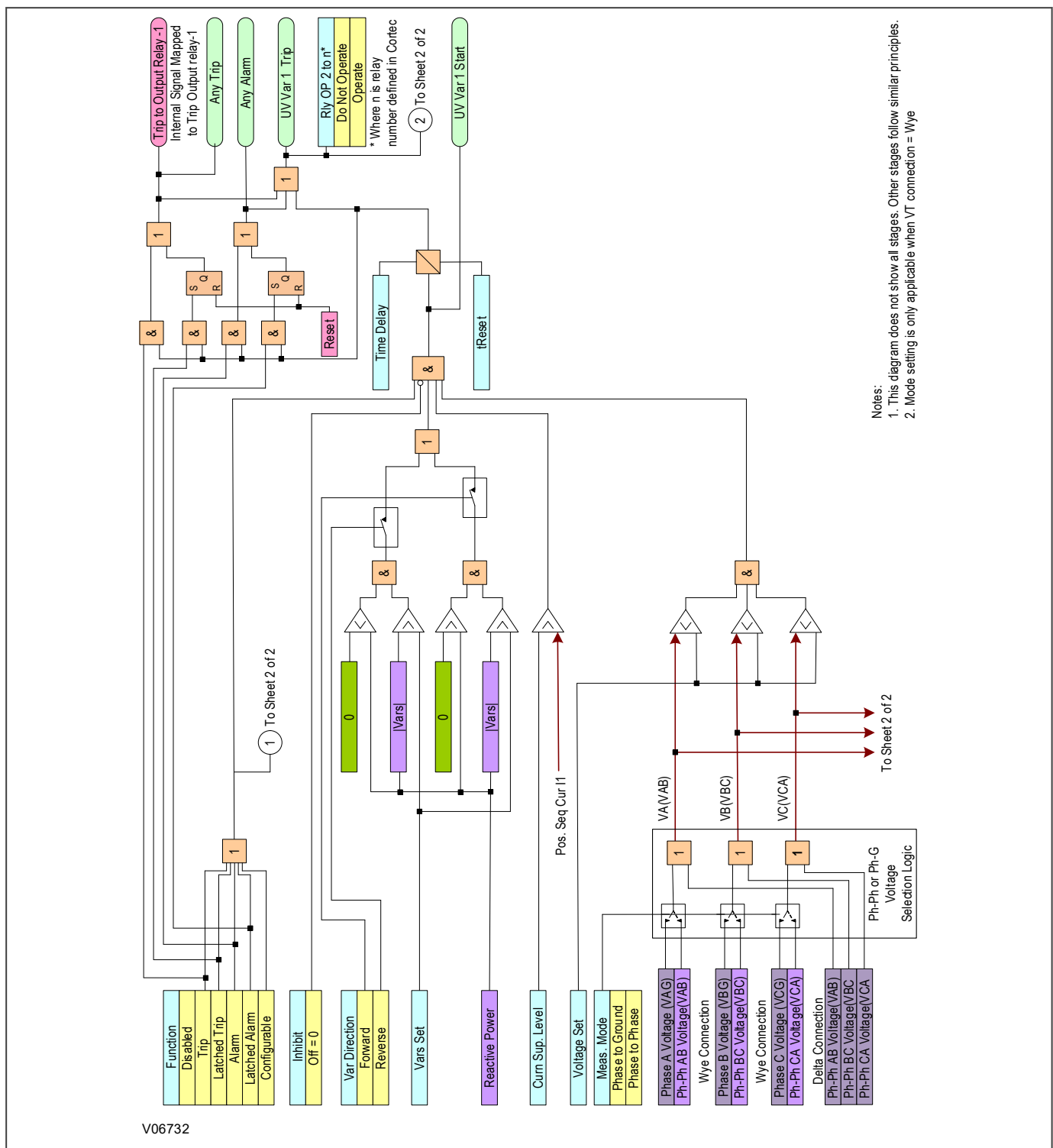


Figure 91: Logika mocy biernej podnapięcia – strona 1

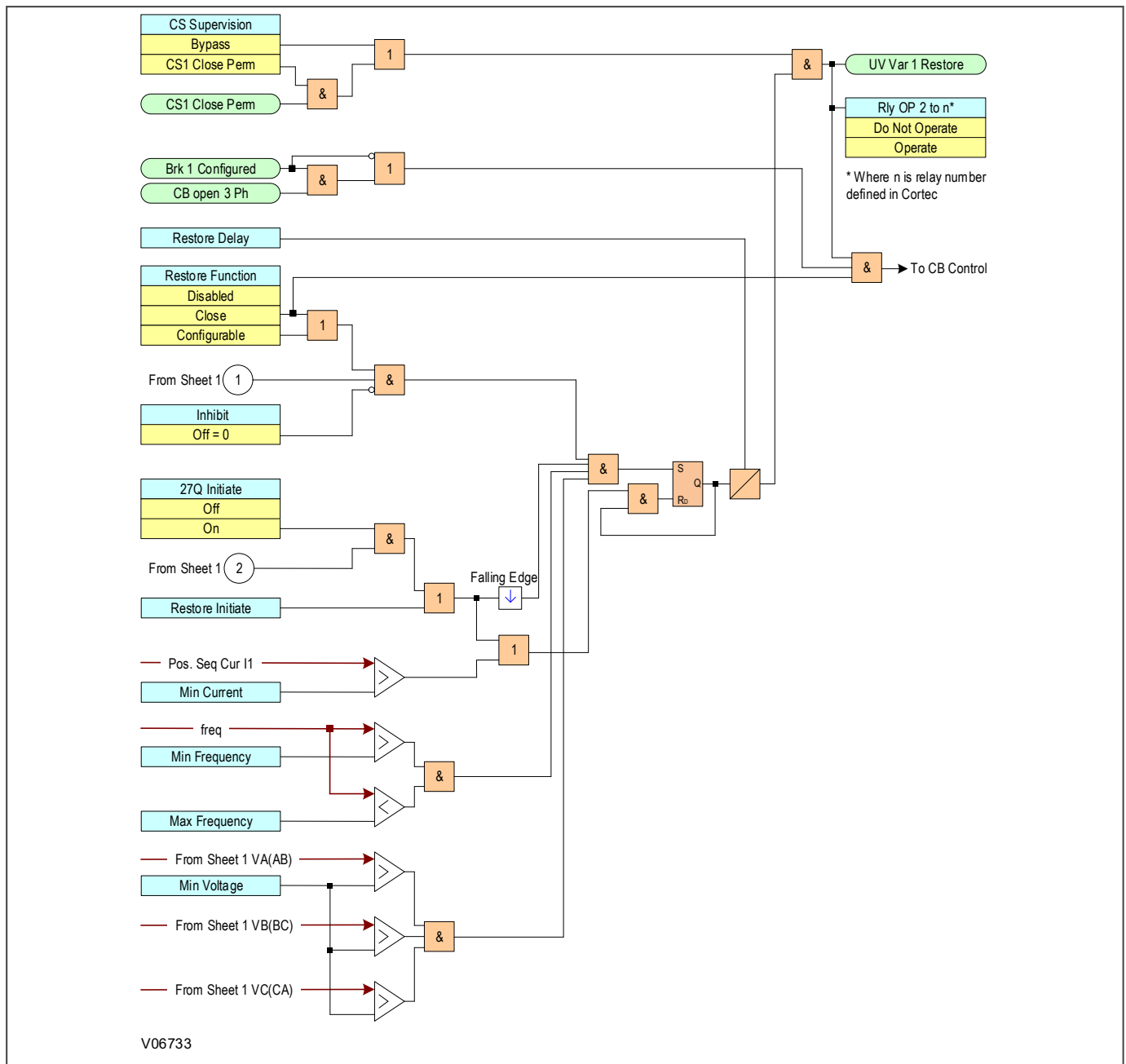


Figure 92: Logika mocy biernej podnapięcia – strona 2

10.10 CZASOWE ZABEZPIECZENIE PODNAPIĘCIOWE (27T)

W niektórych regionach świata elektrownie muszą spełniać określone wymagania dotyczące wsparcia sieci. W przypadku spadku napięcia elektrownie czasami muszą zapewnić dalsze wspieranie sieci i nie mogą być od niej odłączone. Dlatego konwencjonalne zabezpieczenie podnapięciowe fazowe może nie wystarczyć na wypadek takiego scenariusza.

Uwaga:

Gdy nie ma możliwości pomiaru napięcia z uwagi na lokalizację przekładników napięciowych za wyłącznikiem i stan otwarty wyłącznika, zabezpieczenie 27T musi być blokowane.

10.10.1 IMPLEMENTACJA CZASOWEGO ZABEZPIECZENIA PODNAPIĘCIOWEGO

Przełącznik Multilin Agile obejmuje cztery elementy czasowego zabezpieczenia podnapięciowego (UV) fazowego na grupę zabezpieczeń. Taki element może zostać użyty jako zabezpieczenie przed przejściowymi spadkami napięcia i niskonapięciowymi przepływami przez aplikacje.

Element czasowego zabezpieczenia podnapięciowego może być ustawiony jako element czasowo zależny, który można zaprogramować z dziesięcioma punktami do konfiguracji (**V<[X] Curve Lmt**, **V<[X] Curve Time**) tworzącymi tę krzywą charakterystyki. Konfigurowalna krzywa pozwala przełącznikowi kontynuować obsługę sieci w przypadku krótkich spadków napięcia i działać w przypadku spadków napięcia, które wchodzą w obszar działania konfigurowalnej krzywej. Dodatkowo ten element zapewnia zabezpieczenie oparte na liczniku, który zlicza liczbę przejściowych spadków i wyzwoleń napięcia zgodnie z podanym progiem dla danego okna czasowego. Ta logika oparta na liczniku działa tylko wtedy, gdy cały element jest włączony przy użyciu ustawienia **V<[X] Function**. Tryb licznika można włączyć/wyłączyć za pomocą ustawienia **V<[X] Counter Mode** i działa on równolegle do zabezpieczenia opartego na charakterystyce konfigurowalnej. Jeżeli liczba przejściowych spadków napięcia przekracza **V<[X] Volt. Drops** w ciągu zadanego czasu **V<[X]Time VoltDrop**, następuje wyzwolenie zabezpieczenia.

Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Star” (gwiazda), to ustawienie **V<[X] Meas Mode** dokładniej definiuje ilość roboczą i wartość jednostkową dla tego elementu. Jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na „międzyfazowy”, to ilość robocza dla tego elementu będzie międzyfazowa. I podobnie, jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na fazowy, to ilość robocza dla tego elementu będzie równa znamionowemu napięciu fazowemu. Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Delta”, używane jest napięcie międzyfazowe niezależnie od dokonanego wyboru typu pomiaru **V<[X] Meas Mode**.

Ustawienia tej funkcji mają zastosowanie do każdego z trzech wejść napięciowych, aby wytworzyć pobudzenie i wyzwolić flagi dla wejścia napięciowego. Za pomocą ustawienia **V<[X] Operate Mode** można określić liczbę napięć działania funkcji 27T. Flaga uruchomienia czasowego zabezpieczenia podnapięciowego jest aktywowana, gdy zmierzone napięcie jest niższe od wartości pobudzenia, i negowana, gdy osiągnie wartość powyżej poziomu rozłączenia. Flaga uruchomienia czasowego zabezpieczenia podnapięciowego jest aktywowana, gdy element pozostaje pobudzony przez czas określony krzywą, a liczba napięć wymaganych do działania odpowiada liczbie napięć wybranych w ustawieniu.

Element czasowego zabezpieczenia podnapięcia ma programowalny minimalny próg działania **V<[X] Voltage Set**, aby zapobiec niepożądanym operacjom, gdy napięcie jest niedostępne. Napięciami wejściowymi są trzy napięcia międzyfazowe z przekładników napięciowych połączonych w układzie delta (PT) lub trzy napięcia fazowe z przekładników napięciowych połączonych w układzie wye (PT).

Minimalne ustawienie napięcia powoduje wybór napięcia roboczego, poniżej którego element zostaje zablokowany.

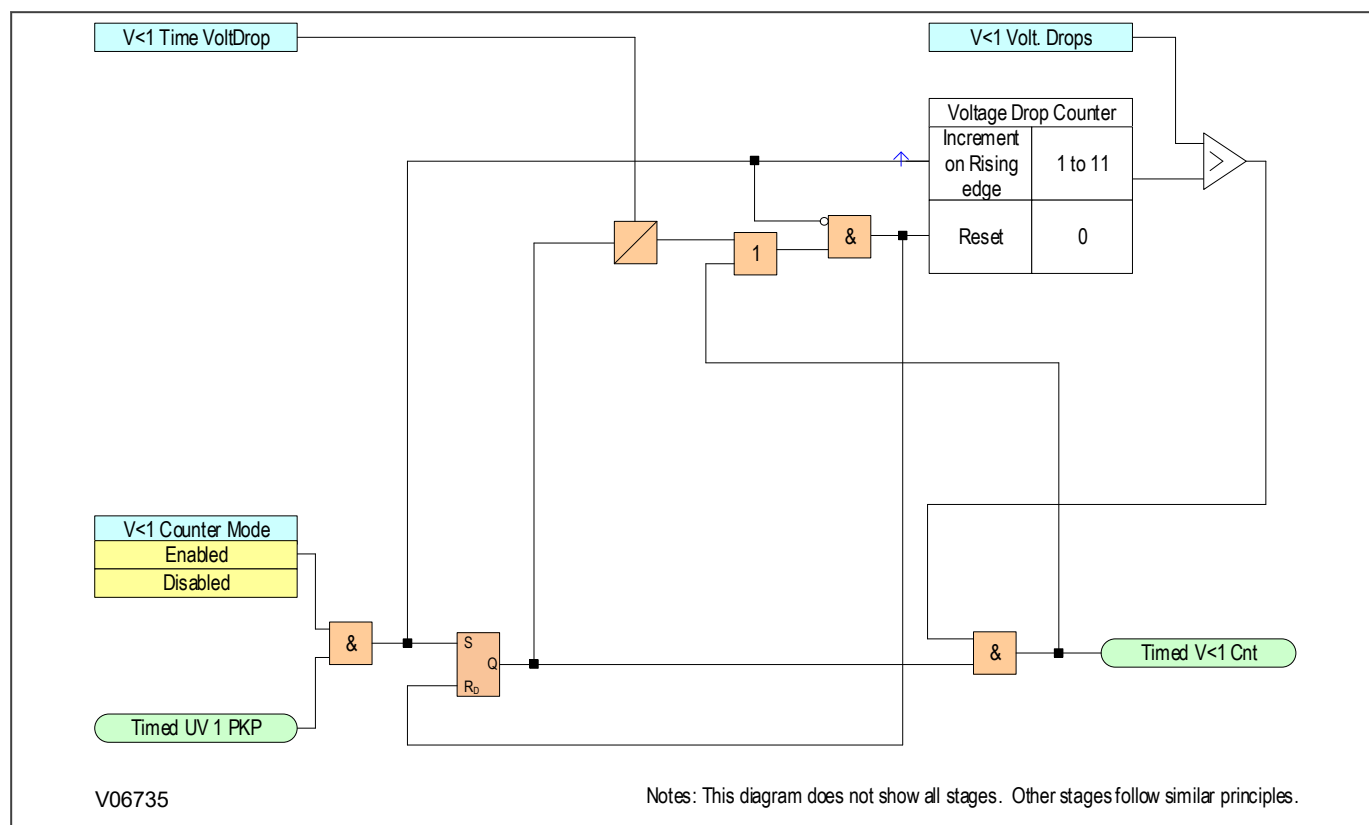


Figure 94: Logika czasowego zabezpieczenia podnapięciowego – strona 2

10.10.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Ustawienie **V<[X] Voltage Set** określa poziom pobudzenia jako procent przekładnik napięciowy. Na przykład ustawienie pobudzenia 0,90 x przekładnik napięciowy z 13800:115 przekładnik napięciowy przekłada się na 12,42 kV (lub napięcie wtórne 103,5 V). Jeżeli wybrano tryb międzyfazowy, a wartością zadaną w ustawieniu Phase przekładnik napięciowy Input jest gwiazda, poprzedni przykład przekłada się na wartość napięcia międzyfazowego $12,42 \text{ kV} \times 1,732 = 21,51 \text{ kV}$.

Tryb licznika można włączyć/wyłączyć za pomocą ustawienia **V<[X] Counter Mode** i działa on równolegle do zabezpieczenia opartego na charakterystyce konfigurowalnej. Przy włączonym trybie licznika użytkownik może zdefiniować liczbę tolerowanych spadków napięcia za pomocą ustawienia **V<[X] Volt. Spadki** i łączne okienko czasowe określone ustawieniem **V<[X] Time Volt. Spadki**, dla których spadki napięcia są dopuszczalne.

Ustawienie **V<[X] Volt. Drops** można skoordynować z ustawieniami prób ponownego załączania. To ustawienie działa tylko wówczas, gdy ustawienie trybu **V<[X] Counter Mode** to Enabled (Wł.).

Ustawienie **V<[X] Time Volt. Drops** wskazuje całkowite okno czasowe, dla którego dopuszczalna jest określona liczba spadków napięcia, zanim element zabezpieczający wywoła wyzwolenie zabezpieczenia podnapięciowego niezależne czasowo. Jeżeli liczba przejściowych spadków napięcia przekracza zdefiniowane ustawienie w czasie zdefiniowanym dla spadków napięcia, wyzwala się zabezpieczenie podnapięciowe niezależne czasowo. To nie jest przesuwne okno czasowe; okno czasowe przeskakuje z jednego ustalonego czasu na kolejny. To ustawienie działa tylko wówczas, gdy ustawienie trybu Counter Mode to Enabled (Wł.).

10.11 RUCHOME ŚREDNIE ZABEZPIECZENIE PRZECIWPRZEPięCIOWE

Funkcje ruchomego średniego napięcia dostępne w Multilin Agile to:

- Przepięcie (Vavg>)

Funkcja ruchomego średniego zabezpieczenia przeciwprzepięciowego oblicza średnie napięcie fazowe przez konfigurowalną ilość czasu (domyślnie 10 minut). Pomiary to RMS. Jeżeli ustawiona wartość **Ph przekładnik napięciowy Input** to Delta, to funkcja zabezpieczenia przeciwprzepięciowego fazowego oblicza średnie napięcia międzyfazowe w miejsce napięć fazowych obliczanych, gdy wybrane ustawienie to Wye.

Próbka napięcia pobierana jest przy 5 Hz lub 6 Hz (jedna próbka co 200 ms w systemie 50 Hz, jedna próbka co 166,67 ms w systemie 60 Hz). Okres odświeżania wynosi 3 sekundy. Obliczane są średnie napięcia dla poprzedniego całkowitego czasu uśrednionego **Total Average Time** (domyślnie 10 minut), wyświetlane jako pomiary, a następnie używane jako ilości zasilania dla funkcji zabezpieczających.

Jako pomiary dostarczone są następujące ilości:

Ph przekładnik napięciowy Input – wybrana opcja „Star” (gwiazda):

VAN Mov Average: średnie napięcie RMS fazy A

VBN Mov Average: średnie napięcie RMS fazy B

VCN Mov Average: średnie napięcie RMS fazy C

Ph przekładnik napięciowy Input – wybrana opcja „Delta”:

VAB Mov Average: średnie napięcie RMS faza A do fazy B

VBC Mov Average: średnie napięcie RMS faza B do fazy C

VCA Mov Average: średnie napięcie RMS faza C do fazy A

Uwaga:

Wyboru **Ph przekładnik napięciowy Input** dla układu „Star” lub „Delta” można dokonać w ścieżce **SETPOINTS\SYSTEM\VT RATIO**.

Pomiary ruchomego średniego napięcia można znaleźć w ścieżce **MEASUREMENTS\MOV AVG VOLTAGE**.

10.11.1 IMPLEMENTACJA RUCHOMEGO ŚREDNIEGO ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRZEPięCIOWEGO

Ruchome średnie zabezpieczenie przeciwprzepięciowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS/PROTECTION/GROUP [1-6]/VOLTAGE PROT/MOV AVG VOLTAGE**.

Produkt zapewnia dwa etapy zabezpieczenia przeciwprzepięciowego z niezależnymi ustawieniami.

Oba etapy mają wspólne ustawienie **Tot Avg Time** do wyliczenia pomiarów.

Etapy zabezpieczenia przeciwprzepięciowego można konfigurować dla warunków jedno-, dwu- lub trzyczasowych poprzez ustawienie **Vavg>(n) Oper Mode** dla każdego etapu.

10.11.2 LOGIKA RUCHOMEGO ŚREDNIEGO ZABEZPIECZENIA PRZECIWPRZEPięCIOWEGO

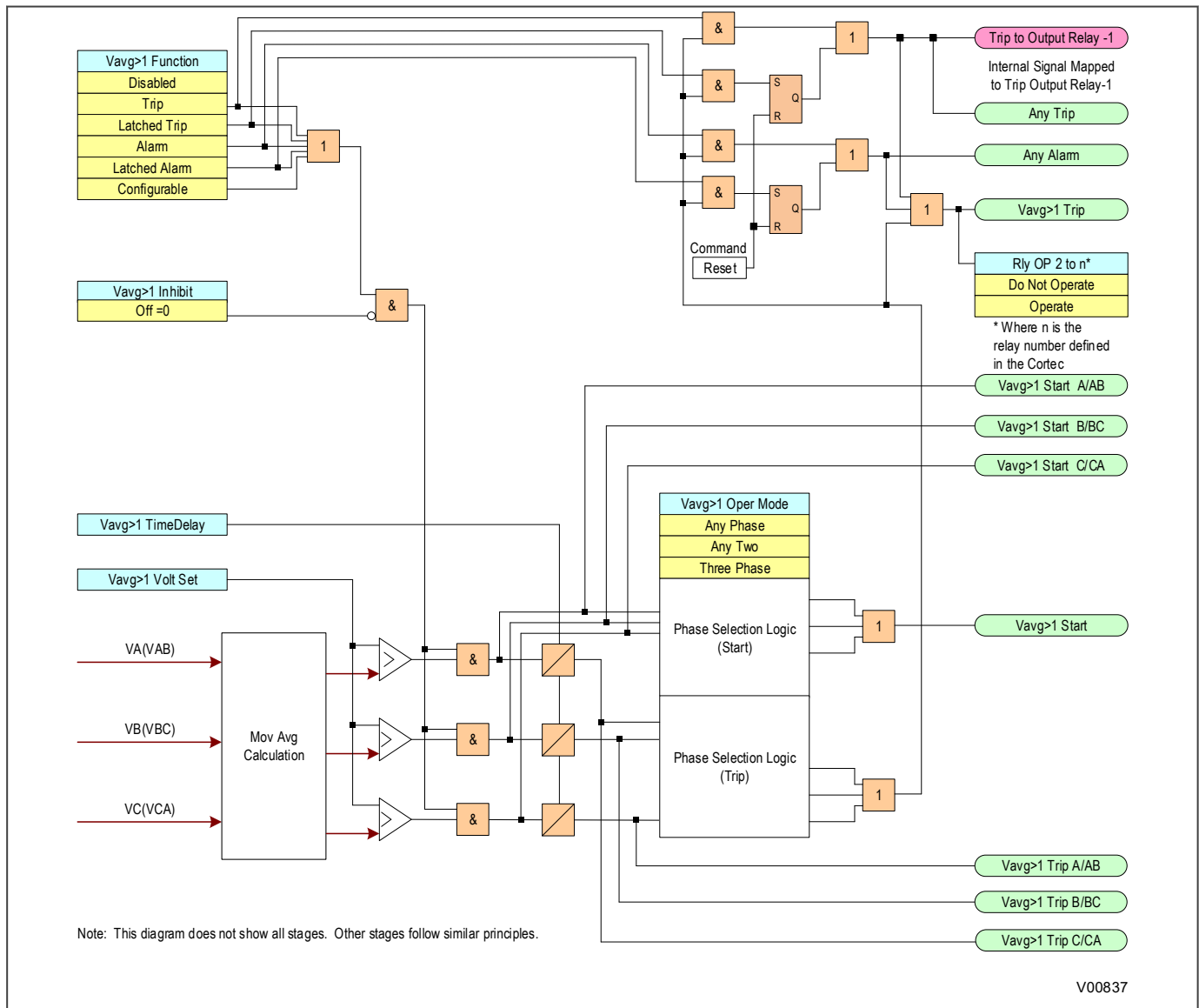


Figure 95: Logika ruchomego średniego zabezpieczenia przeciwprzepięciowego

ROZDZIAŁ 11

FUNKCJE ZABEZPIECZENIA CZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO

11.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Urządzenie oferuje szereg funkcji zabezpieczenia częstotliwościowego. Rozdział ten opisuje działanie tych funkcji, tj. m.in. zasadę ich działania, diagramy logiczne oraz zastosowania.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	216
Przegląd zabezpieczenia częstotliwości	217
Zabezpieczenie podczęstotliwościowe	218

11.2 PRZEGLĄD ZABEZPIECZENIA CZĘSTOTLIWOŚCI

Wytwarzanie energii oraz jej pobór w sieciach przemysłowych, rozdzielczych oraz przesyłowych muszą być odpowiednio zrównoważone. Sieci elektryczne są obiektami dynamicznymi z nieustannie zmieniającym się obciążeniami oraz wytwarzaniem energii, które w sposób ciągły wpływają na częstotliwość sieci. Zwiększone obciążenie redukuje częstotliwość sieci, w związku z czym wytwarzanie energii powinno zostać zwiększone w celu utrzymania częstotliwości zasilania. Z drugiej strony zmniejszone obciążenie powoduje wzrost częstotliwości instalacji, w związku z czym wytwarzanie energii powinno zostać zredukowane. Nagłe zmiany obciążenia mogą powodować gwałtowne zmiany częstotliwości, które wymagają szybkiej reakcji.

Jeżeli w odpowiednim czasie nie zostaną poczynione żadne kroki korygujące, spadek częstotliwości może osiągnąć punkt bezpowrotny, co spowoduje powstanie rozległego zakłócenia sieciowego, które będzie miało poważne konsekwencje.

Urządzenia zabezpieczające zdolne do wykrywania warunków niskiej częstotliwości są zwykle używane do odłączania nieistotnych obciążeń w celu przywrócenia równowagi między wytwarzaniem a obciążeniem. Jednak w przypadku takich urządzeń akcja inicjowana jest dopiero po zdarzeniu i taka forma działania naprawczego może nie być wystarczająco skuteczna, aby poradzić sobie z nagłymi wzrostami obciążenia, które powodują duże zaniki częstotliwości w bardzo krótkich odstępach czasu. W takich przypadkach urządzenie, które może przewidzieć nasilenie zaniku częstotliwości i działać w celu odłączenia obciążeń, zanim częstotliwość osiągnie niebezpiecznie niski poziom, jest bardzo skuteczne w powstrzymywaniu szkód. Określa się to mianem chwilowej detekcji szybkości zmian częstotliwości w czasie (ROCOF).

11.2.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA CZĘSTOTLIWOŚCI

Zabezpieczenie częstotliwości wdraża się w ścieżce **SETPROTECTIONGROUP [1-6]FREQUENCY PROT.**

Urządzenie obejmuje wiele etapów następujących metod zabezpieczenia częstotliwości:

- Zabezpieczenie podczęstotliwościowe: w skrócie $F < (n)$
- Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe: w skrócie $F > (n)$
- Niezależny współczynnik szybkości zmian częstotliwości: w skrócie $df/dt > (n)$

Każdy etap można włączać lub wyłączać za pomocą ustawienia **Function** (Funkcja). Jeżeli jest to wymagane, zabezpieczenie częstotliwości można także blokować przez stan pod napięcia.

11.2.2 ZABEZPIECZENIE CZĘSTOTLIWOŚCI USTAWIENIA WSPÓLNE

Istnieją ustawienia wspólne elementów podnapięciowych i nadnapięciowych, gdy włączona została szybka częstotliwość.

Hi-Speed Freq: włącza algorytm szybkości

Semicycles Set: liczba półcykli użytych do oszacowania częstotliwości.

Semicycle Reset: liczba półcykli użytych do oszacowania częstotliwości w celu oceny warunków resetowania.

11.3 ZABEZPIECZENIE PODCZĘSTOTLIWOŚCIOWE

Obniżona częstotliwość sieci oznacza, że obciążenie sieci przekracza zdolność wytwórczą. Taka sytuacja może powstać przy rozdzieleniu połączonych ze sobą sieci, gdy obciążenie, które występuje w jednej z podsieci przekracza wydajność generatorów tej podsieci. Zakłady przemysłowe zależne od obiektów pokrywających część ich zapotrzebowań doświadczą warunków związanych z obniżoną częstotliwością, gdy linie doprowadzające zostaną utracone.

Wiele rodzajów urządzeń przemysłowych ma ograniczone tolerancje związane z częstotliwością pracy oraz prędkościami obrotowymi (np. silniki synchroniczne). Długotrwała podczęstotliwość wpływa na stabilność sieci, przy czym każde kolejne zakłócenie może spowodować uszkodzenie sprzętu lub nawet doprowadzić do przerwy w dostawie energii. Konieczne jest zatem wdrożenie zabezpieczenia reagującego na warunki związane z podczęstotliwością.

11.3.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PODCZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO

Zabezpieczenie podczęstotliwościowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\FREQUENCY PROT.\UNDER FREQUENCY**.

Poniższe ustawienia mają zastosowanie do podczęstotliwości:

- **F<(n) Function:** określa, czy etap to podczęstotliwość czy wyłączenie
- **F<(n) Freq Set:** definiuje ustawienie pobudzenia częstotliwości
- **F>1 Time Delay:** ustawia zwłokę czasową
- **F<(n) Freq IP:** jako wejście do wykrycia pod napięciem można wybrać częstotliwość normalną lub szybką

Uwaga:

Gdy wejście źródłowe do śledzenia częstotliwości różni się od wejścia używanego do funkcji Under Frequency (Podczęstotliwość), ze względu na zmienność częstotliwości można natknąć się na istotne błędy pomiaru napięcia, ponieważ częstotliwość sygnału wejściowego oddala się od wejścia źródłowego częstotliwości śledzenia. Na przykład gdy ustawienie „Frequency Input” jest skonfigurowane pod kątem napięcia pomocniczego (z 4. przekładnik napięciowy), podczas gdy częstotliwość śledzenia pochodzi z napięć trójfazowych głównego źródła, każda różnica pomiędzy częstotliwością napięcia pomocniczego (V_x) a napięciami trójfazowymi (3przekładnik napięciowy) prowadzi do błędów pomiaru wartości w V_x spowodowanego przez odchylenie częstotliwości V_x względem głównej częstotliwości.

11.3.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PODCZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO

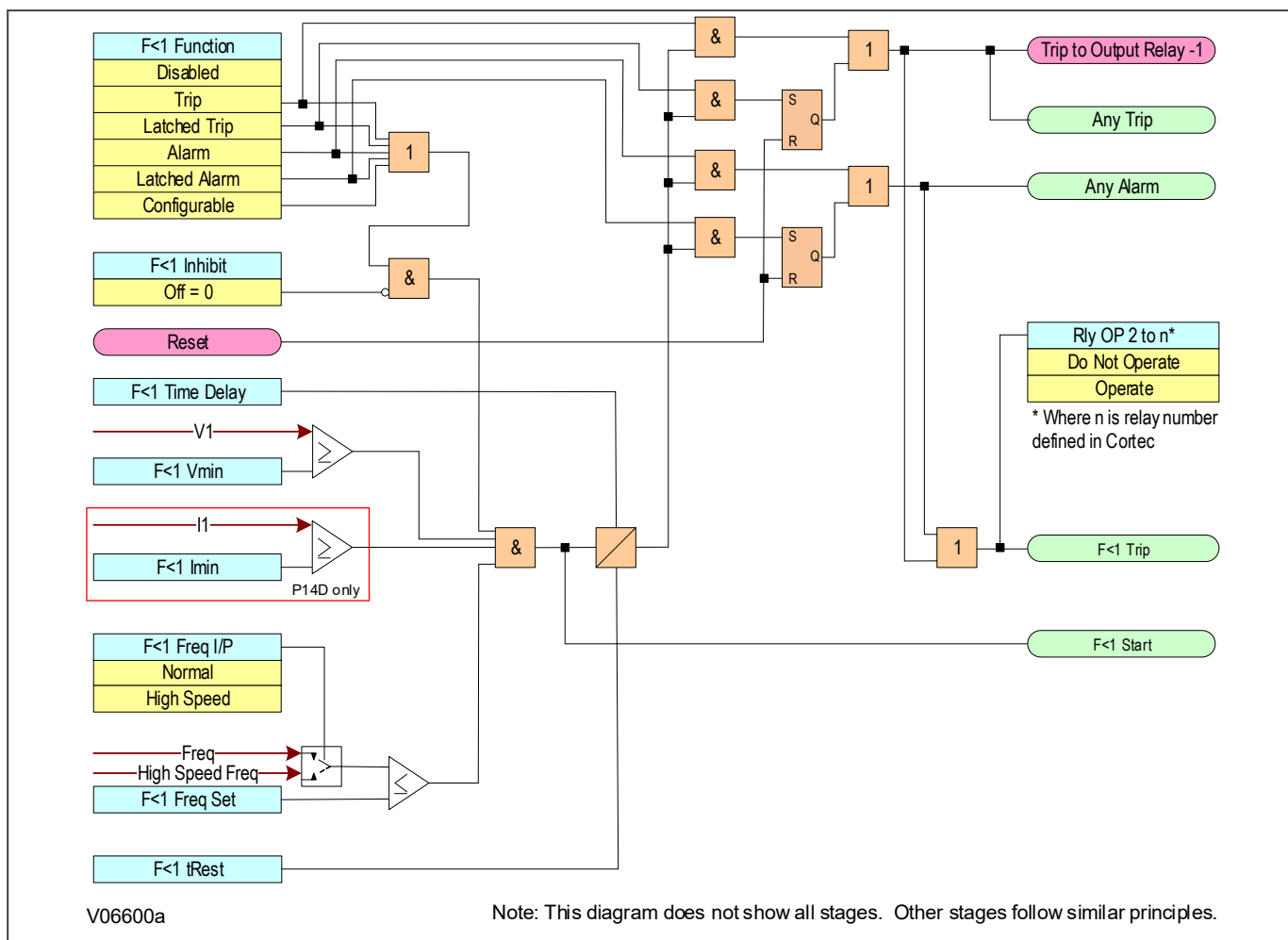


Figure 96: Logika zabezpieczenia podczęstotliwościowego (etap pojedynczy)

Jeżeli częstotliwość spadnie poniżej ustawionej wartości i nie dojdzie do zablokowania zabezpieczenia, uruchomiony zostanie timer DT. Jeżeli określenie częstotliwości sieci nie jest możliwe, funkcja ta jest blokowana.

11.3.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

11.3.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

W celu wyeliminowania wpływu podczęstotliwości na spriorytetyzowanych i podzielonych na grupy odbiorach zakładowych można zastosować wielostopniowy schemat odłączania obciążeń. W warunkach wystąpienia podczęstotliwości grupy obciążeń są odłączane sekwencyjnie, przy czym grupa o najwyższym priorytecie odłączana jest na końcu.

Skuteczność każdego z etapów odłączania obciążeń zależy od tego, jaką część całkowitego niedoboru mocy ten etap reprezentuje. Jeżeli obciążenia dołączone w danym etapie są zbyt małe w porównaniu z niedoborem mocy głównego generatora, poprawa częstotliwości może być niezauważalna. Aspekt ten należy uwzględnić podczas definiowania grup obciążeń.

Zwłoki czasowe powinny zezwalać na występowanie krótkotrwałych zapadów częstotliwości, jak również powinny zapewniać dostateczny czas na reakcję układów kontroli częstotliwości w instalacji. Nie powinny one być zbyt duże, gdyż może to wpłynąć negatywnie na stabilność sieci. Standardowo zwłoka czasowa ustawiana jest na wartość od 5 do 20 s.

Poniżej przedstawiono przykład czteroetapowego schematu odciążania sieci dla systemów 50 Hz:

Etap	Element	Ustawienie częstotliwości (Hz)	Ustawienie czasu (s)
1	F>1 Freq Set	49.0	20 s
2	F>2 Freq Set	48.6	20 s
3	F>3 Freq Set	48.2	10 s
4	F>4 Freq Set	47.8	10 s

Stosunkowo długie zwłoki czasowe mają zapewnić wystarczającą ilość czasu na zadziałanie układów sterowania systemem. Sprawdzi się to w sytuacji, gdy spadek częstotliwości systemu jest powolny. W sytuacjach, w których spodziewany jest szybki spadek częstotliwości, ten schemat odciążania powinien być uzupełniony o elementy wykrywające szybkość zmian częstotliwości w czasie.

11.3.3.2 SZYBKIE OBNIŻENIE CZĘSTOTLIWOŚCI

Zmiany częstotliwości wynikają z warunków asymetrii między wytwarzaniem a obciążeniem. Główne przyczyny tego stanu to:

- Nieodpowiednia prognoza obciążenia lub niewystarczające programowanie mocy wytwórczych
- Szyny zbiorcze, grupa generatora lub wyzwolenie zabezpieczenia łączących linii zasilających
- Podział systemu na wyspy

Gdy wahania częstotliwości są niewielkie, warunek asymetrii zostanie skorygowany przez regulator generatora. W przypadku dużych wahań częstotliwości regulator nie jest w stanie sam się skorygować, a wartość częstotliwości będzie się zmniejszać z niebezpieczeństwem utraty mocy wytwórczych.

Jeżeli warunek spadku częstotliwości nie zostanie skorygowany, może wystąpić ogólny blackout.

W przypadku niedoboru mocy wytwórczych jedynym możliwym sposobem przywrócenia stabilności systemu jest selektywny schemat odciążania. Odłączenie obciążenia odbywa się, gdy częstotliwość spadnie poniżej określonych wartości progowych, aby zapewnić odpowiedni czas reakcji generatorów na odzyskanie sprawności za pomocą regulatorów prędkości.

Należy zwrócić uwagę, że gdy częstotliwość szybko spada, działanie przekaźników oparte na wykryciu stanu niskiej częstotliwości może nie wystarczyć do odzyskania stabilności. W takim przypadku schemat odciążenia musi również uwzględniać szybkość zmiany częstotliwości. Odbywa się to poprzez obliczenie pochodnej częstotliwości w czasie. Obciążenia są „rzucane” nie tylko na podstawie bezwzględnego (statycznego) progu niedoboru częstotliwości, lecz także na podstawie dynamicznej szybkości zmiany częstotliwości.

Element Fast Underfrequency (Szybkie obniżenie częstotliwości) jest stosowany głównie w stacjach elektroenergetycznych średniego napięcia i rozdzielczych jako schemat selektywnego zmniejszania obciążenia. W ten sposób częstotliwość odzyskuje stabilność i zapewnia uniknięcie potencjalnie niebezpiecznych sytuacji, które mogą mieć wpływ na generatory w innych częściach systemu elektrycznego.

Element Fast Underfrequency (Szybkie obniżenie częstotliwości) mierzy częstotliwość, wykrywając kolejne przejścia zerowe napięcia i mierząc czas między nimi. Mierzona częstotliwość mieści się w zakresie od 20 do 70 Hz. Pomiar poza zakresem zostanie sklasyfikowany jako niepoprawny, co nie wpłynie na zachowanie liczników SET i RESET. W porównaniu ze zwykłą mierzoną wartością częstotliwości napięcia szybka częstotliwość ma szybszą reakcję, ale mniejszą dokładność.

11.3.3.2.1 IMPLEMENTACJA SZYBKIEJ CZĘSTOTLIWOŚCI

Zabezpieczenie szybkiego obniżenia częstotliwości wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\FREQUENCY PROT.\FAST UF**.

Urządzenie Multilin Agile zapewnia dziewięć elementów zabezpieczających Fast Underfrequency (Szybkie obniżenie częstotliwości) na grupę zabezpieczenia. Wszystkie dziewięć elementów ma wspólny zbiór ustawień **common setup**, używanych do ustalenia podstawy danych wejściowych częstotliwości, minimalny poziom napięcia oraz półcykli ustawiania i resetowania do obliczeń częstotliwości wspólnych dla wszystkich tych elementów.

W ustawieniu **Frequency I/P** można wybierać źródło sygnału częstotliwości.

Ustawienie **Vmin** określa napięcie minimalne dla wszystkich elementów Fast Underfrequency (Szybkie obniżenie częstotliwości) określonych zgodnie z czasami przekładnik napięciowy. To ustawienie chroni przed niepoprawnym działaniem, jeżeli napięcie spadnie poniżej wartości progowej.

Jeżeli **Setpoints\System\VT Ratio\Ph VT Input** jest połączone w układzie trójkątnym, a parametr **Frequency I/P** jest ustawiony na A-3VT, napięcie składowej zgodnej jest wykorzystywane jako napięcie nadzoru. W takich warunkach rzeczywisty poziom nadzoru powinien zostać wewnętrznie zmieniony na

$$1/\sqrt{3}$$

ustawienia użytkownika, ponieważ tutaj podstawą przekładnik napięciowy jest napięcie międzyfazowe.

Ustawienie **Semicycles Set** określa ustawiony licznik przed pobudzeniem.

Gdy zostanie wykryta częstotliwość poniżej tego ustawienia (a szybkość zmiany również będzie niższa niż ustawienie, jeżeli wybrano typ df/dt), element zaczyna zliczać, ile kolejnych półokresów (półcykli) jest kontynuowanych poniżej ustawienia. Jeżeli ustawiona wartość licznika zostanie osiągnięta, aktywowany jest sygnał pobudzenia elementu zabezpieczającego, a element uruchamia timer opóźnienia ustawiany oddzielnie dla każdego elementu. Jednak niepoprawny pomiar częstotliwości nie wpłynie na ustawiony licznik.

Ustawienie **Semicycles Reset** określa licznik resetów elementu zabezpieczającego.

Istnieje możliwość, że warunki przejściowego przywracania i pobudzania częstotliwości nie są spełnione. Element zabezpieczający zatrzymuje wówczas licznik pobudzeń i rozpoczyna zliczanie półcykli do zresetowania elementu. Jeżeli liczba półcykli do zresetowania osiągnie wartość określoną w ustawieniu **Semicycles Reset**, to element zostaje zresetowany. Z drugiej strony, jeżeli warunki pobudzenia zostaną spełnione przed resetem, element będzie kontynuować zliczanie półcykli do ustawienia od miejsca, w którym zliczanie zostało przerwane. Jednak niepoprawny pomiar częstotliwości nie wpłynie na ustawiony licznik.

Są to ustawienia wspólne dla wszystkich elementów szybkiego obniżenia częstotliwości. Pozostałe ustawienia są związane z każdym elementem szybkiego obniżenia częstotliwości.

Ustawienie **Function** (Funkcja) określa, czy etap jest wyłączony czy ustawiony na wyzwolenie zabezpieczenia, zablokowane wyzwolenie zabezpieczenia, alarm, zablokowany alarm czy do konfiguracji.

Ustawienie **Type** (Typ) określa wejście elementu. Typ UF Only korzysta wyłącznie z wartości częstotliwości, a typ UF i df/dt jako wejście uwzględnia zarówno częstotliwość, jak i szybkość zmian częstotliwości (df/dt).

Ustawienie **UF Set** określa poziom pobudzenia obniżenia częstotliwości.

Ustawienie **df/dt Set** określa poziom pobudzenia szybkości zmiany.

Ustawienie **Time Delay** określa czas zadziałania elementu od momentu spełnienia warunków działania.

Ustawienie **tReset** określa czas zadziałania elementu od spełnienia warunków resetowania.

Ustawienie **Rly OP[X]** umożliwia użytkownikowi wybór przypisywanego przekaźnika wyjściowego, który ma zostać uruchomiony po operacji zabezpieczenia szybkiego obniżenia częstotliwości.

11.3.3.2 LOGIKA SZYBKIEGO OBNIŻENIA CZĘSTOTLIWOŚCI

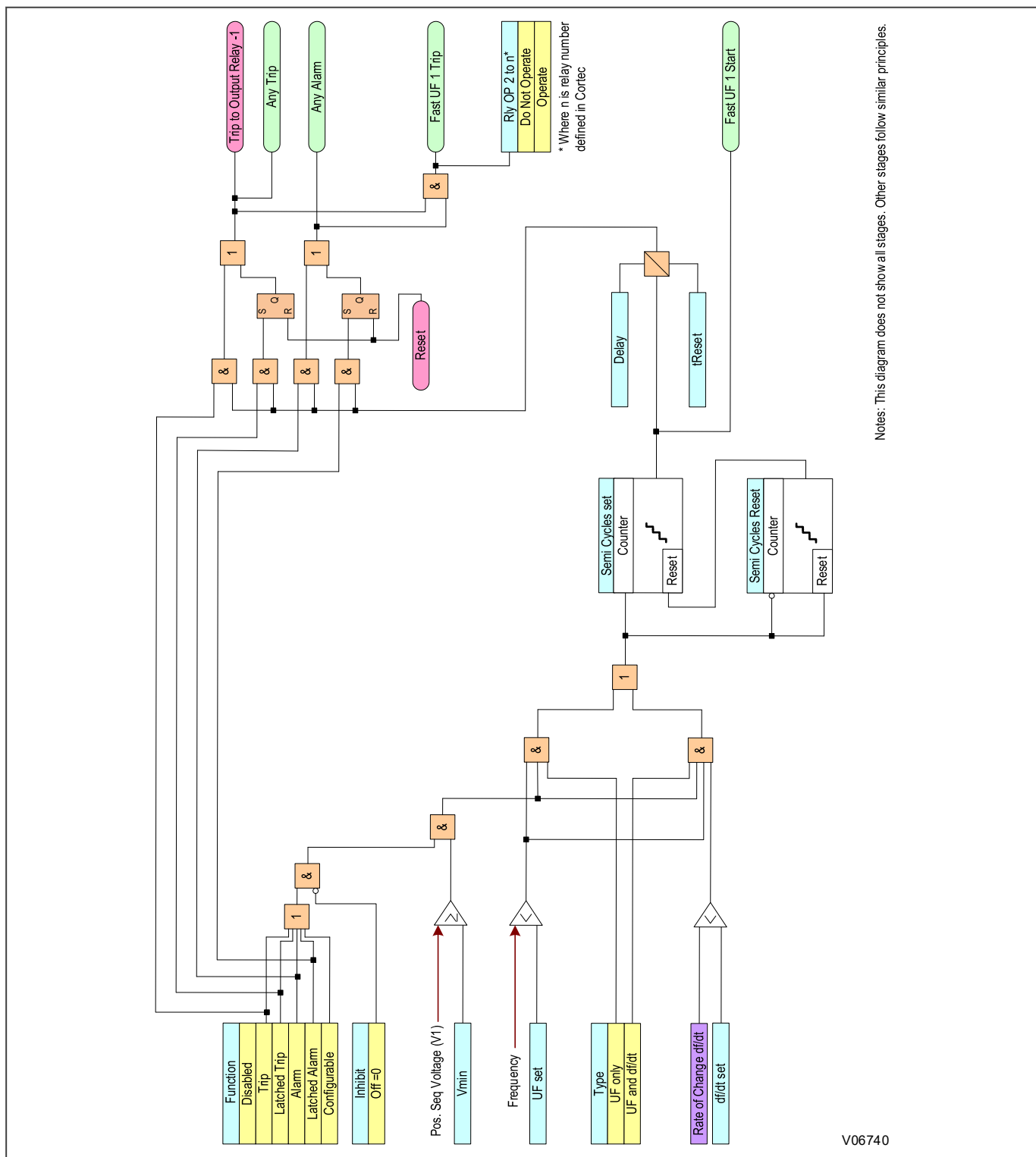


Figure 97: Logika szybkiego obniżenia częstotliwości

11.3.3.3 ZABEZPIECZENIE NADCZĘSTOTLIWOŚCIOWE

Zwiększona częstotliwość w sieci powstaje, gdy moc mechaniczna podawana na generator przekracza wyjściową moc elektryczną. Może się to zdarzyć, np. gdy w instalacji nastąpi nagły spadek obciążenia, spowodowany

odłączeniem linii zasilającej biegnącej od zakładu do punktu odbiorczego. W takich warunkach, regulator musi zwykle zareagować błyskawicznym zrównoważeniem mocy mechanicznej podawanej i mocy elektrycznej oddawanej, innymi słowy musi przywrócić normalną częstotliwość. Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe wymagane jest jako rezerwowe, działające w przypadkach, w których reakcja urządzeń kontrolujących jest zbyt wolna.

11.3.3.3.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA NADCZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO

Zabezpieczenie nadczęstotliwościowe wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\FREQUENCY PROT.\OVER FREQUENCY**.

Poniższe ustawienia mają zastosowanie do nadczęstotliwości:

- **F>(n) Function:** określa, czy etap to nadczęstotliwość czy wyłączenie
- **F>(n) Freq Set:** określa ustawienie pobudzenia częstotliwości
- **F>1 Time Delay:** ustawia zwłokę czasową
- **F>(n) Freq IP:** jako wejście można wybrać częstotliwość normalną lub szybką do wykrywania nadmiernej częstotliwości

Uwaga:

Gdy wejście źródłowe do śledzenia częstotliwości różni się od wejścia używanego do funkcji Over Frequency (Nadczęstotliwość), ze względu na zmienność częstotliwości można natknąć się na istotne błędy pomiaru napięcia, ponieważ częstotliwość sygnału wejściowego oddala się od wejścia źródłowego częstotliwości śledzenia. Na przykład gdy ustawienie „Frequency Input” jest skonfigurowane pod kątem napięcia pomocniczego (z 4. przekładnik napięciowy), podczas gdy częstotliwość śledzenia pochodzi z napięć trójfazowych głównego źródła, każda różnica pomiędzy częstotliwością napięcia pomocniczego (V_x) a napięciami trójfazowymi (3przekładnik napięciowy) prowadzi do błędów pomiaru wartości w V_x spowodowanego przez odchylenie częstotliwości V_x względem głównej częstotliwości.

11.3.3.3.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA NADCZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO

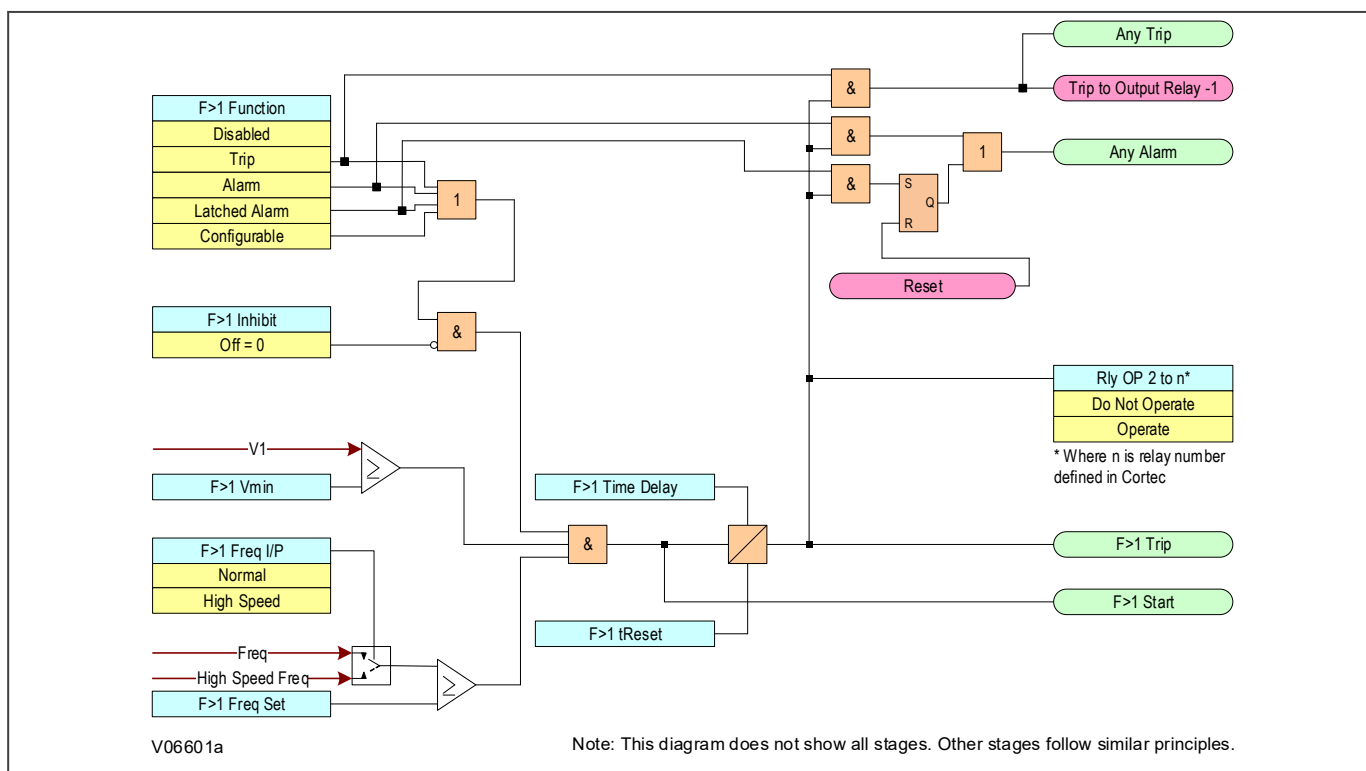


Figure 98: Logika zabezpieczenia nadczęstotliwościowego (etap pojedynczy)

Jeżeli częstotliwość przekroczy wartość ustawioną i zabezpieczenie nie jest zablokowane, uruchomiony zostanie timer DT, a po upływie ustawionego czasu zostanie wygenerowany sygnał wyzwalający. Jeżeli określenie częstotliwości sieci nie jest możliwe, funkcja ta jest blokowana.

11.3.3.3.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

11.3.3.3.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

W wyniku zmian w sieci spowodowanych zwarciami lub innymi czynnikami operacyjnymi możliwe jest, że w obrębie sieci elektroenergetycznej uformowane zostaną różne podsystemy. Najprawdopodobniej podsystemy te będą narażone na skutki związane z niesymetrycznością obciążenia. „Wyspy”, w których generowana moc przekracza aktualne zapotrzebowanie, będą podlegać warunkom związanym z nadmiernym wzrostem częstotliwości. Wiele przemysłowych odbiorów nie jest w stanie pracować przy wysokiej nadczęstotliwości, gdyż oddziałuje ona na prędkość roboczą silników. Do wykrywania tego typu sytuacji można odpowiednio skonfigurować element nadczęstotliwościowy.

Przykład dwuetapowego zabezpieczenia nadczęstotliwościowego przedstawiono poniżej przy użyciu etapów 5 oraz 6. Jednak ustawienia dla systemu rzeczywistego będą uzależnione od maksymalnej częstotliwości tolerowanej przez urządzenie przez określony czas.

Etap	Element	Ustawienie częstotliwości (Hz)	Ustawienie czasu (s)
1	F>5 Freq Set	50.5	30
2	F>6 Freq Set	51.0	20

Stosunkowo duże zwłoki czasowe mają zapewnić układowi sterującemu systemu czas na reakcję i sprawdzają się dobrze, gdy zwiększenie częstotliwości systemu jest powolne.

W sytuacjach, w których spodziewane jest gwałtowne zwiększenie częstotliwości, schemat zabezpieczenia przedstawiony powyżej można uzupełnić o elementy wykrywające szybkość zmian częstotliwości.

W systemie przedstawionym poniżej generacja w szynie SN jest dobierana zgodnie z obciążeniami na tej magistrali, natomiast generatory połączone z szyną WN wytwarzają energię na eksport do zakładu energetycznego. Jeśli połączenia z siecią zostaną utracone, generacja spowoduje wzrost częstotliwości systemu. Szybkość wzrostu można wykorzystać do odizolowania szyny SN od systemu WN.

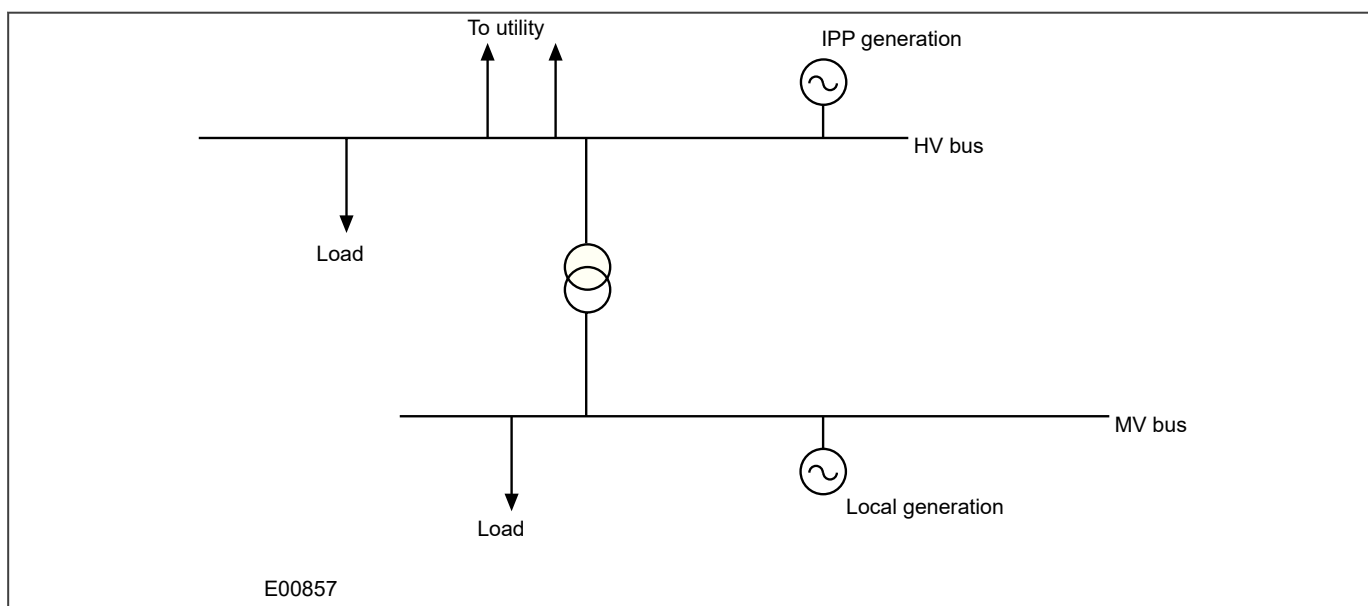


Figure 99: Segregacja systemu elektroenergetycznego na podstawie pomiarów częstotliwości

11.3.3.4 NIEZALEŻNA DETEKCJA PRĘDKOŚCI ZMIAN CZĘSTOTLIWOŚCI (R.O.C.O.F)

W przypadku wystąpienia bardzo dużych obciążeń mogą pojawić się niesymetrie, które mogą spowodować błyskawiczny spadek częstotliwości sieci. Sytuacja może być tak poważna, że odciążenie jednego lub dwóch stopni obciążenia prawdopodobnie nie będzie w stanie powstrzymać błyskawicznego spadku częstotliwości. W takim przypadku standardowe zabezpieczenie podczęstotliwościowe zwykle musi być uzupełnione o zabezpieczenie, które będzie reagować na prędkość zmiany częstotliwości. Wymagane jest zatem zabezpieczenie, które wykryje dużą prędkość spadku częstotliwości oraz odpowiednio dostosuje schemat odciążania.

Zabezpieczenie takie może identyfikować zmiany częstotliwości wokół częstotliwości znamionowej, zapewniając tym samym wczesne ostrzeżenie przed narastającym problemem związanym z częstotliwością. Zabezpieczenie to może również być używane jako alarm ostrzegający operatorów o wyjątkowo dużych zmianach częstotliwości sieci.

11.3.3.4.1 IMPLEMENTACJA NIEZALEŻNEJ DETEKCJI SZYBKOŚCI ZMIAN CZĘSTOTLIWOŚCI W CZASIE (R.O.C.O.F)

Detekcję szybkości zmiany częstotliwości w czasie wdraża się w ścieżce **SETPPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\FREQUENCY PROT.\ROCOF**.

Urządzenie zapewnia niezależne etapy ochrony. Każdy ze stopni może reagować albo na wzrost albo na spadek częstotliwości. Jest to uzależnione od tego, czy jako parametr $df/dt > (n)$ Dir'n wybrano kierunek ujemny, dodatni czy oba. Jeśli na przykład trend ustawiono jako dodatni, ustawienie szybkości zmian częstotliwości uznaje się za dodatnie, a zabezpieczenie będzie działać w przypadku wzrostu częstotliwości. Jeżeli trend ustawiono jako ujemny, zabezpieczenie będzie działać w przypadku spadku częstotliwości.

Poniższe ustawienia mają zastosowanie do zabezpieczenia df/dt :

- **$df/dt > (n)$ Dir'n**: określa, czy dany etap dotyczy opadania czy wzrostu częstotliwości
- **$df/dt > (n)$ Set**: definiuje poziom pobudzenia detekcji szybkości zmian częstotliwości
- **$df/dt > (n)$ Delay**: ustawia zwłokę czasową

11.3.3.4.2 LOGIKA NIEZALEŻNEJ DETEKCJI SZYBKOŚCI ZMIAN CZĘSTOTLIWOŚCI (R.O.C.O.F)

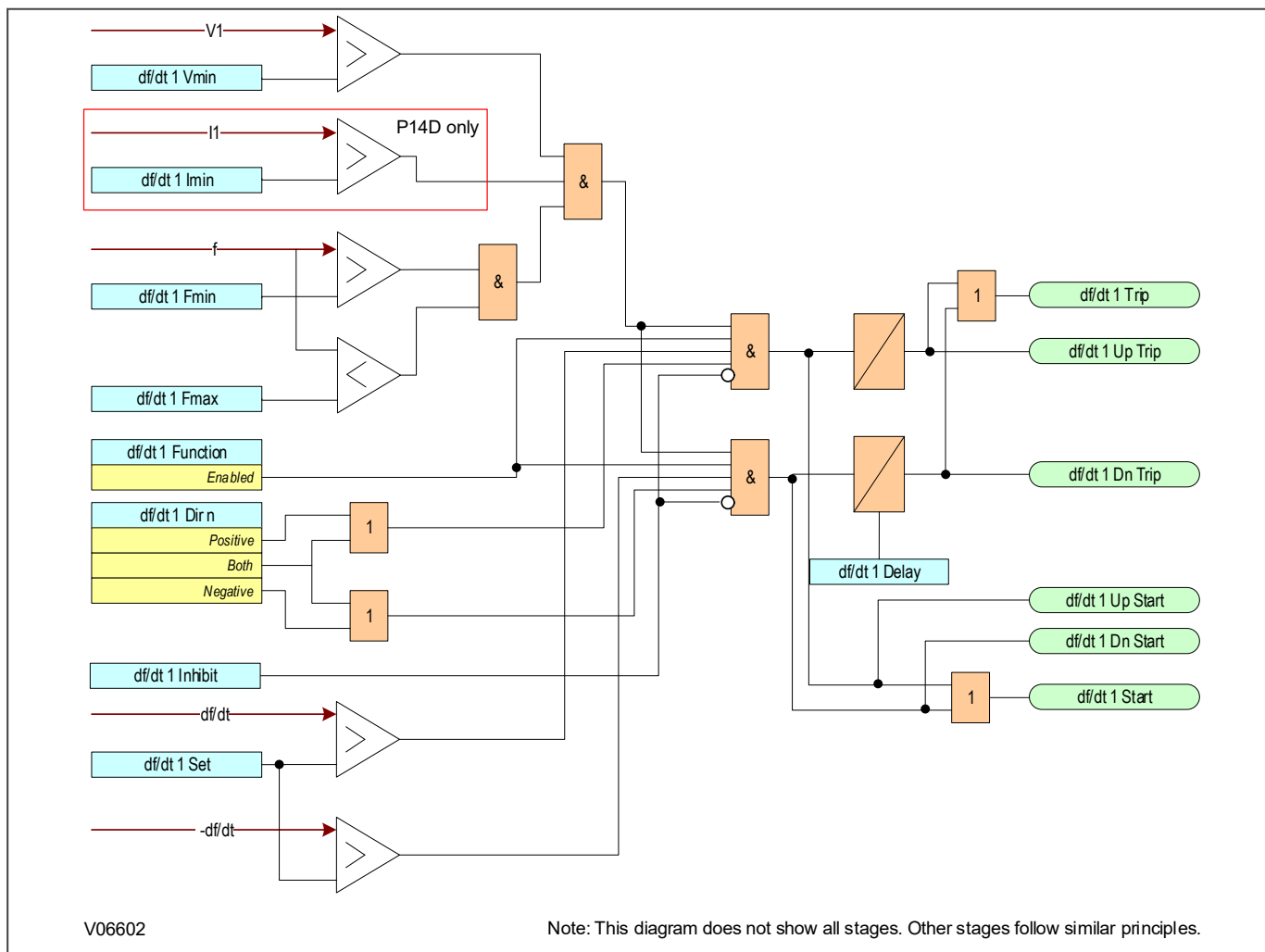


Figure 100: Logika niezależnej detekcji szybkości zmian częstotliwości (pojedynczy etap)

11.3.3.4.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

11.3.3.4.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Definiując ustawienie tego elementu, należy zachować dużą ostrożność, ponieważ nie jest on nadzorowany przez ustawienie częstotliwości. Ustawienie zwłoki czasowej poprawi stabilność, ale odbywa się to kosztem skróconego czasu wyzwolenia zabezpieczenia.

Jest prawdopodobne, że ten element byłby używany w połączeniu z innymi elementami zabezpieczającymi opartymi na częstotliwości, aby zapewnić schemat, który uwzględni poważne wahania częstotliwości. Przykładowy schemat przedstawiono poniżej:

Etap	Szybkość zmian częstotliwości Elementy „df/dt [81R]”	
	Ustawienie szybkości zmian częstotliwości w czasie (Hz/s)	Ustawienie czasu (s)
1	-	-
2	-	-
3	-3.0	0.5

Etap	Szybkość zmian częstotliwości Elementy „df/dt [81R]”	
	Ustawienie szybkości zmian częstotliwości w czasie (Hz/s)	Ustawienie czasu (s)
4	-3.0	0.5
5	-3.0	0.1

W tym schemacie wyzwolenie zabezpieczenia na ostatnich dwóch etapach zostaje przyspieszone przy użyciu niezależnej detekcji szybkości zmian częstotliwości w czasie. Jeżeli częstotliwość zacznie szybko spadać (w tym przykładzie >3 Hz/s), to etapy 3 i 4 są odcinane przy ok. 48,5 Hz, co ma na celu poprawę stabilności systemu. Etap 5 stanowi alarm i uprzedza operatorów, że sytuacja jest krytyczna.

ROZDZIAŁ 12

FUNKCJE ZABEZPIECZEŃ MOCOWYCH

12.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Funkcją zabezpieczenia mocowego jest ochrona generatorów. Chociaż główną funkcją tego urządzenia są zastosowania przy liniach zasilających, można je również stosować jako opłacalną alternatywę do zabezpieczania małych rozproszonych generatorów, zwykle o mocy mniejszej niż 2 MW.

Zabezpieczenie mocowe dotyczy tylko urządzenia P14D.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	229
Zabezpieczenie nadmocowe	230
Zabezpieczenie podmocowe	233
Watometryczne ziemnozwarciowe	236

12.2 ZABEZPIECZENIE NADMOCOWE

W przypadku nadmiernych mocy należy rozważyć dwa różne stany: nadmierna moc do przodu oraz nadmierna moc wstecz.

Stan związany z nadmocą w kierunku przewodzenia występuje, gdy obciążenie instalacji nadmiernie wzrasta. Generator przystosowany jest do dostarczania określonej mocy i, jeżeli nastąpi próba zasilania instalacji o mocy wyższej niż jego wydajność znamionowa, może on ulec uszkodzeniu. Dlatego też do wskazywania przeciążenia używane może być zabezpieczenie nadmocowe w kierunku przewodzenia. Może być ono również używane jako zabezpieczenie rezerwowe na wypadek awarii regulatora lub urządzeń kontrolnych. Zazwyczaj zabezpieczenie nadmocowe będzie ustawione powyżej maksymalnej mocy znamionowej maszyny.

W przypadku, gdy źródło napędu generatora ulegnie awarii następuje przepływ nadmiernej mocy wstecz. Gdy tak się stanie, sieć elektroenergetyczna może oddawać moc do generatora, wymuszając jego pracę silnikową. To odwrócenie przepływu mocy spowodowane utratą źródła napędu może być bardzo szkodliwe i ważne jest, by mogło być ono wykryte przez zabezpieczenie od przekroczenia poziomu mocy zwrotnej.

12.2.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZED NADMIERNĄ MOCĄ

Zabezpieczenie przed nadmierną mocą wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\PROTECTION\GROUP [1-6]\POWER PROT.\OVERPOWER**.

Element zabezpieczenia przed nadmierną mocą zapewnia dwa etapy zabezpieczenia kierunkowego: dla mocy aktywnej i biernej. Element kierunkowy można skonfigurować w kierunku do przodu i do tyłu oraz może aktywować jedno- lub trójfazowe wyzwalanie.

Elementy wykorzystują pomiary mocy trójfazowej i jednofazowej jako wielkości zasilające. Uruchomienie następuje w momencie, gdy dwa następujące po sobie wyniki pomiarów przekroczą ustawioną wartość progową. Wyzwalanie następuje, jeżeli stan związany z uruchamianiem utrzymuje się podczas trwania zadanej zwłoki czasowej. Powyższe może być blokowane sygnałem VTS Slow Block (wolna blokada VTS) oraz logiką Pole Dead (martwego bieguna).

Timer uruchomienia i wyzwalania jest resetowany w momencie, gdy poziom mocy spadnie poniżej poziomu zwolnienia lub gdy wystąpi warunek blokady. Mechanizm resetowania jest podobny do funkcji zabezpieczenia nadprądowego dla stanu zwarcia przerywanego, gdzie procent czasu, jaki upłynął na timerze zadziałania, jest zapamiętywany dla ustawionej zwłoki czasowej resetowania. Jeżeli stan związany z uruchamianiem powróci, zanim upłynie czas resetującego timera, czas zadziałania zostanie zainicjowany od zapamiętanej wartości przemieszczenia. W przeciwnym razie zapamiętana wartość zostanie zresetowana do wartości zero, po tym jak resetujący regulator czasowy zakończy odliczanie.

12.2.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZED NADMIERNĄ MOCĄ

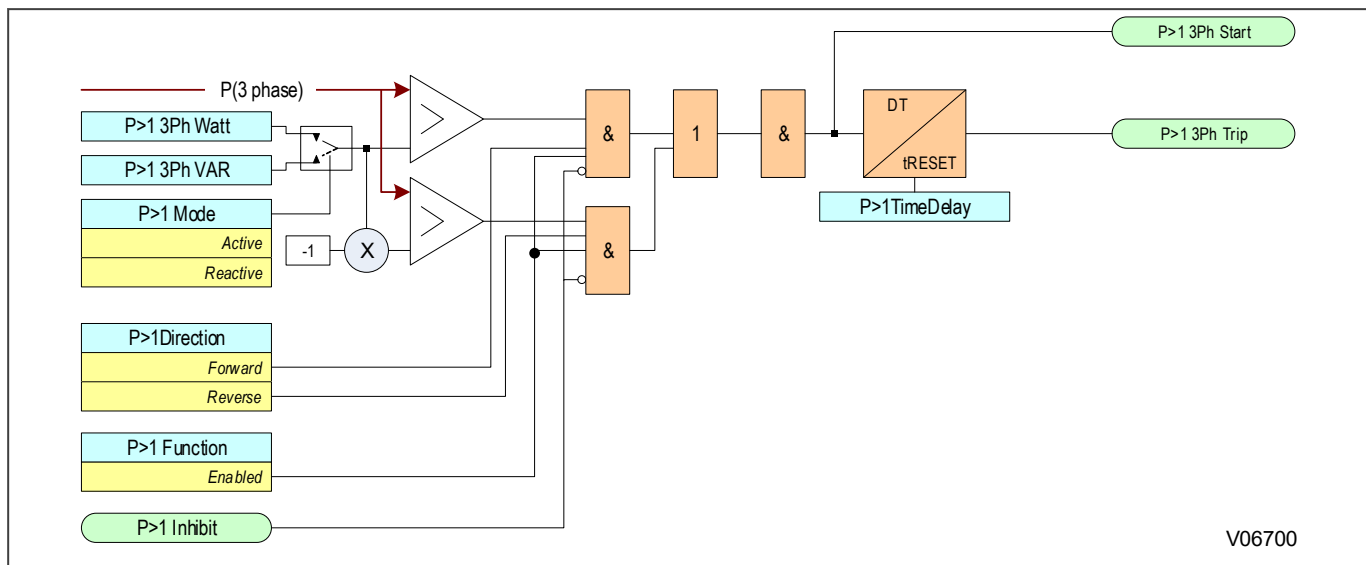


Figure 101: Logika zabezpieczenia przed nadmierną mocą

12.2.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

12.2.3.1 WYTICZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI ZABEZPIECZENIA PRZED NADMIERNĄ MOCĄ DZIAŁAJĄCEGO W KIERUNKU DO PRZODU

Właściwe ustawienie progu mocy powinno być wyższe niż moc znamionowa przy pełnym obciążeniu.

Tryb pracy należy ustawić na Forward (Do przodu).

Należy zastosować ustawienie zwłoki czasowej (**P>(n) TimeDelay**). To ustawienie zależy od zastosowania. Opóźnienie timera resetowania (**P>(n) tRESET**) normalnie jest ustawione na zero.

12.2.3.2 UWZGLĘDNIENIE MOCY WSTECZNEJ

Zadaniem generatora jest dostarczanie mocy do podłączonej instalacji w warunkach normalnej pracy. Jeżeli główny napęd generatora ulegnie awarii, zacznie pobierać moc silnikową z systemu elektroenergetycznego (pod warunkiem, że instalacja elektroenergetyczna, do którego jest podłączony posiada inne źródła wytwórcze). Konsekwencje pracy silnikowej generatora i poziom mocy pobieranej z instalacji elektroenergetycznej zależą od rodzaju jego napędu.

Typowe poziomy mocy dla pracy silnikowej oraz możliwe uszkodzenia wynikłe z pracy silnikowej, które mogą wystąpić w różnych rodzajach elektrowni elektroenergetycznych, zostały podane w poniższej tabeli.

Napęd generatora	Moc przy pracy silnikowej	Możliwe uszkodzenia (zakres wyrażony w procentach)
Silnik Diesla	5% oraz 25%	Ryzyko pożarowe lub wybuchu niespalonego paliwa
Moc pracy silnikowej zależy od stopnia sprężenia i sztywności tulei cylindra. Aby ograniczyć straty mocy i ryzyko uszkodzenia, wymagane jest natychmiastowe odłączenie		
Turbina gazowa	10% - 15% (wał dzielony) >50% (wał jednolity)	W niektórych układach napędzanych kołami zębatymi uszkodzenie może nastąpić na skutek wstecznego momentu obrotowego przenoszonego przez uzębienie koła zębatego.
W porównaniu z maszynami z dzielonym wałem, obciążenie kompresora w maszynach z wałem jednolitym prowadzi do wysokich mocy pracy silnikowej. Aby ograniczyć straty mocy i ryzyko uszkodzenia, wymagane jest natychmiastowe odłączenie		

Napęd generatora	Moc przy pracy silnikowej	Możliwe uszkodzenia (zakres wyrażony w procentach)
Turbiny wodne	0,2 - >2% (Łopaty poza wodą) >2,0% (Łopaty w wodzie)	Uszkodzenie łopaty i wirnika może pojawić się w wyniku długiej pracy silnikowej.
Moc jest niska, gdy łopaty znajdują się powyżej poziomu wody cieku wodnego. Urządzenia do wykrywania przepływu medium są często podstawowym środkiem wykrywania utraty napędu. W przypadku pracy bezobsługowej, zalecane jest zastosowanie funkcji automatycznego wyłączania.		
Turbiny parowe	0,5% - 3% (zespoły z kondensacją) 3% - 6% (zespoły bez kondensacji)	Uszkodzenia łopat niskoprężnej turbiny mogą nastąpić w wyniku naprężenia termicznego, gdy na skutek oporu powietrza nie jest możliwy przepływ pary dla odprowadzenia strat.
Uszkodzenie zespołów niekondensacyjnych może nastąpić szybko, równie szybkie będzie uszkodzenie zespołów kondensacyjnych, w których doszło do utraty próżni. Zabezpieczenie od mocy wstecznej może być użyte jako wtórna metoda wykrywania utraty napędu i może być wykorzystywane tylko dla sygnalizacji alarmowej.		

W niektórych zastosowaniach poziom mocy wstecznej na skutek awarii źródła napędu może być niestabilny. Może to nastąpić w przypadku awarii silnika Diesla. Aby zapobiec cyklicznemu pobudzaniu oraz resetowaniu głównego timera wyzwalania, przewidziano nastawialną zwłokę czasową dla resetu. Opóźnienie musi być nastawione na czas dłuższy od okresu schodzenia mocy wstecznej poniżej nastawy. Tę nastawę trzeba uwzględnić ustawiając zwłokę czasową głównego timera wyzwalania.

Uwaga:

Zwłoka dłuższa niż połowa okresu występowania jakichkolwiek kołysań mocy w sieci elektroenergetycznej może skutkować zadziałaniem zabezpieczenia od mocy wstecznej podczas kołysań.

12.2.3.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE USTAWIENIA ZABEZPIECZENIA OD PRZEKROCZENIA POZIOMU MOCY ZWROTNEJ

Każdy etap zabezpieczenia mocy można wybrać tak, aby działał jako etap zabezpieczenia od mocy wstecznej poprzez ustawienie parametru kierunku **P>(n) Direction** na *Reverse* (Wstecz).

Odpowiednie ustawienia wartości progowej mocy powinny wynosić mniej niż 50% mocy pracy silnikowej.

Tryb pracy należy ustawić na „Reverse” (Wstecz).

Funkcja zabezpieczenia od mocy wstecznej powinna działać z opóźnieniem, aby zapobiec fałszywym wyzwoleniom zabezpieczenia lub aktywacji alarmu podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej bądź zaraz po synchronizacji.

Typowa zwłoka czasowa wynosi około 5 s.

Opóźnienie timera resetowania, **P>1 tRESET** lub **P>2 tRESET**, normalnie jest ustawione na zero.

Jeżeli ustawienie zwłoki czasowej resetującego regulatora czasowego wynosi więcej niż zero, wydłużenie opóźnienia pobudzenia może być konieczne, by zapobiec fałszywemu wyzwoleniu w przypadku kołysań mocy.

Zabezpieczenie od przekroczenia poziomu mocy zwrotnej może również być wykorzystane w przypadku wykrywania utraty zasilania. Jeżeli generator rozproszony jest podłączony do sieci, ale nie przesyła do sieci żadnej mocy, można wykorzystać zabezpieczenie przed mocą wsteczną do wyłączenia tego generatora. W tym wypadku ustawienie wartości progowej zabezpieczenia powinno mieć wartość czułą, typowo wynoszącą mniej niż 2% mocy znamionowej. Zabezpieczenie to powinno także działać z opóźnieniem, aby zapobiec fałszywemu wyzwoleniu lub aktywacji alarmów podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej lub zaraz po synchronizacji. Typowa zwłoka czasowa wynosi 5 sekundy.

12.3 ZABEZPIECZENIE PODMOCOWE

Mimo tego, że zabezpieczenie podmocowe jest kierunkowe i może być ustawiane jako zabezpieczenie działające do przodu lub wstecz, najczęściej jest stosowanego jako zabezpieczenie od niedoboru mocy do przodu.

Gdy podczas wytwarzania mocy zostanie wyzwolony wyłącznik łączący generator z siecią, obciążenie elektryczne generatora zostanie odcięte. Może to doprowadzić do nadobrotów generatora, jeżeli podawana moc mechaniczna nie zostanie szybko zredukowana. Duże prądnice turbinowe prądu przemiennego z wirnikami o małej inercji nie mają dużej tolerancji na nadobroty. Para uwięziona w turbinie, odcięta na skutek zamknięcia zaworu w dalszej części instalacji może szybko doprowadzić do nadobrotów. Aby zredukować ryzyko uszkodzenia wskutek nadobrotów, konieczne może być powiązanie wyzwalań wyłącznika z nastawą mocy mechanicznej podawanej za pomocą funkcji kontroli niedoboru mocy do przodu. Zapewni to otwarcie wyłącznika generatora tylko wtedy, gdy moc mechaniczna podawana do silnika napędzającego została odcięta, oraz gdy moc oddawana została zredukowana do poziomu, przy którym wystąpienie nadobrotów jest mało prawdopodobne. Opóźnienie wyzwalań wyłącznika może być zastosowane w przypadku „mniej pilnego” wyzwalań zabezpieczeń (np. w przypadku zabezpieczenia ziemnozwarciowego dla stojana generatora z uziemieniem wysokoimpedancyjnym). Jednak w przypadku „pilnego” wyzwalań (np. zabezpieczenie różnicowoprądowe stojana), wspomniane uzależnienie warunkowe funkcji kontroli niedoboru mocy do przodu nie powinno być stosowane.

12.3.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZED NIEDOSTATECZNĄ MOCĄ

Zabezpieczenie przed niedostateczną mocą wdraża się w ścieżce **SETPROTECTIONGROUP [1-6]POWERUNDERPOWERUNDERPOWER 1**.

Element zabezpieczenia przed niedostateczną mocą **UNDERPOWER** zapewnia kilka etapów zabezpieczenia kierunkowego: dla mocy aktywnej i biernej. Element kierunkowy można skonfigurować w kierunku do przodu i do tyłu oraz może aktywować jedno- lub trójfazowe wyzwalań.

Elementy wykorzystują pomiary mocy trójfazowej i jednofazowej jako wielkość zasilającą. Warunek uruchomienia zabezpieczenia występuje, gdy wartości dwóch kolejnych pomiarów spadną poniżej ustawionego progu. Wyzwalanie następuje, jeżeli warunek uruchomienia utrzymuje się przez czas zadanego opóźnienia. Powyższe może być blokowane sygnałem VTS Slow Block (wolna blokada VTS) oraz logiką Pole Dead (martwego bieguna).

Timer uruchomienia i wyzwalań jest resetowany w momencie, gdy poziom mocy przekroczy poziom zwolnienia lub gdy wystąpi warunek blokady. Mechanizm resetowania jest podobny do funkcji zabezpieczenia nadprądowego dla stanu zwarcia przerywanego, gdzie procent czasu, jaki upłynął na timerze zadziałania, jest zapamiętywany dla ustawionej zwłoki czasowej resetowania. Jeżeli stan związany z uruchamianiem powróci, zanim upłynie czas resetującego timera, czas zadziałania zostanie zainicjowany od zapamiętanej wartości przemieszczenia. W przeciwnym razie zapamiętana wartość zostanie zresetowana do wartości zero, po tym jak resetujący regulator czasowy zakończy odliczanie.

12.3.2 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZED NIEDOSTATECZNĄ MOCĄ

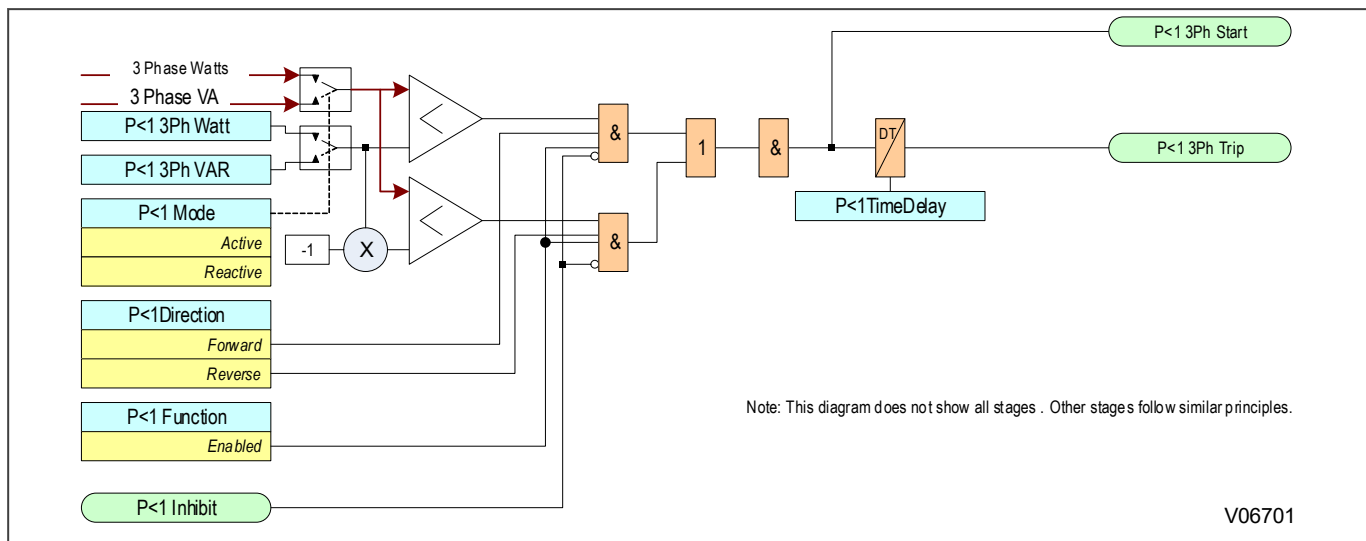


Figure 102: Logika zabezpieczenia przed niedostateczną mocą

12.3.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

12.3.3.1 UWZGLĘDNIENIE NIEDOBORU MOCY DO PRZODU

Zabezpieczenie przed niedoborem mocy do przodu można ustawić tak, aby uzależniało „mało pilne” wyzwalanie zabezpieczenia od warunków zapisanych w edytorze równań Flexlogic. Poprzez wykorzystanie zestyku można je również wykorzystać do zewnętrznego uzależnienia wyzwalania ręcznego. Zabezpieczenie od niedoboru mocy do przodu można wyłączyć, przy otwartym wyłączniku za pomocą logiki „bieguna martwego” dla zapobieżenia niepożądanym alarmom i wystawianiu flag.

Zabezpieczenie od niedoboru mocy do przodu może zostać również wykorzystane jako zabezpieczenie przed utratą obciążenia, gdy maszyna pracuje jako „silnik”. Przykładowo, zabezpieczenie to może być wykorzystane do zabezpieczenia maszyny, która zaczyna pompowanie ze stanu suchego, lub aby zatrzymać silnik w przypadku awarii mechanicznego układu przenoszenia napędu.

Typowym zastosowaniem jest zabezpieczenie generatorów w elektrowniach szczytowo-pompowych, gdzie konieczne jest zapobieganie sytuacjom, w których maszyna pracuje na sucho (nie zalana), co mogłoby spowodować uszkodzenie łopatek lub wirnika. Podczas pracy silnikowej, zabezpieczenie jest zwykle przełączane na inną grupę nastaw z aktywnym i prawidłowo ustawionym zabezpieczeniem przed niedoborem mocy do przodu oraz trybem pracy ustawionym na *Reverse* (moc zwrotna).

Zabezpieczenie od niedoboru mocy do przodu może być także wykorzystane do wykrywania sytuacji utraty sieci lub instalacji w przypadkach, w których generator nie ma możliwości przesyłania energii elektrycznej do sieci.

12.3.3.2 WYTICZNE DOTYCZĄCE USTAWIENIA ZABEZPIECZENIA PRZED NIEDOBOREM MOCY W KIERUNKU W PRZÓD

Każdy etap zabezpieczenia mocy można wybrać tak, aby działał jako etap zabezpieczenia do przodu poprzez ustawienie **P<(n) Direction** na *Forward* (Do przodu).

Gdy jest to wymagane do blokady aplikacji z „mniej pilnym” wyzwalaniem, ustawienie wartości progowej zabezpieczenia od niedoboru mocy w kierunku do przodu powinno wynosić mniej niż 50% poziomu mocy, który mógłby powodować niebezpieczne nadobroty przy utracie obciążenia elektrycznego.

Gdy jest to wymagane w przypadku kontroli utraty obciążenia, wartość progowa zabezpieczenia od niedoboru mocy w kierunku do przodu, choć zależna od sieci, zazwyczaj jest ustawiana na 10–20% poniżej minimalnego obciążenia. Tryb działania powinien zostać ustawiony na działanie zgodnie z kierunkiem prądu obciążenia, który

zazwyczaj byłby wsteczny w przypadku zastosowań w maszynach magazynujących z pompą, gdzie *Forward* (Do przodu) to kierunek wytwarzania, a *Reverse* (Wstecz) to kierunek pracy silnikowej.

W przypadku blokowania aplikacji wyzwalania „mniej pilnego” zwłoka czasowa powiązana z funkcją zabezpieczenia od niedoboru mocy w kierunku do przodu może być ustawiona na zero. Jednak pewne opóźnienie jest pożądane, aby zapobiec występowaniu „mniej pilnych” wyzwoleń w przypadku kołysań mocy spowodowanych nagłym zamknięciem zaworu/przepustnicy pary. Typowa zwłoka czasowa wynosi 2 sekundy.

W przypadku zastosowań z utratą obciążenia zwłoka czasowa pobudzenia zależy od danego zastosowania, ale zwykle jest ustawiona na wartość przekraczającą czas, jaki upływa do momentu rozruchu silnika do ustabilizowania obciążeń. Jeżeli moc znamionowa nie może być uzyskana podczas rozruchu (na przykład gdy silnik jest uruchamiany przy braku obciążeniu), a wymagany czas zadziałania zabezpieczenia jest krótszy niż czas potrzebny na ustabilizowanie obciążenia, wymagane będzie zablokowanie zabezpieczenia mocowego dla tego okresu. Wstrzymanie zabezpieczenia mocowego na wymagany czas może być zrealizowane w edytorze równań FlexLogic za pomocą iloczynu logicznego (AND) oraz timera pulsacyjnego wyzwalanego wskutek uruchomienia silnika.

W razie potrzeby w zastosowaniach związanych z kontrolą utraty sieci lub instalacji, w przypadkach gdy generator generacji rozproszonej nie ma możliwości przesyłania energii elektrycznej do sieci, ustawienie wartości progowej funkcji zabezpieczenia od mocy wstecznej powinno mieć wartość czułą, zwykle wynoszącą mniej niż 2% mocy znamionowej.

Funkcja zabezpieczenia od niedoboru mocy w kierunku do przodu powinna działać z opóźnieniem, aby zapobiec fałszywym wyzwoleniom zabezpieczenia lub aktywacji alarmu podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej lub zaraz po synchronizacji. Ustawienie zwłoki czasowej typowo powinno wynosić 5 s.

Opóźnienie timerów resetujących jest normalnie ustawione na zero.

Aby zapobiec niepożądanym alarmom oraz flagom, element zabezpieczający można wyłączyć, gdy wyłącznik jest otwarty za pomocą logiki Pole Dead (martwego bieguna).

12.4 WATOMETRYCZNE ZIEMNOZWARCIOWE

12.4.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA WATOMETRYCZNEGO ZIEMNOZWARCIOWEGO

Element zabezpieczenia watometrycznego ziemnozwarciowego, zwany także watometrycznym elementem kierunkowym składowej kolejności zerowej, odpowiada na moc pochodzącą z napięcia składowej kolejności zerowej oraz prądu przepływającego w kierunku określonym przez kąt charakterystyczny dla elementu, określony przez **WDE>[X] ECA**. Kąt **WDE>[X] ECA** można ustawić wewnątrz wszystkich czterech kwadrantów, a moc może być aktywna lub pasywna. Dlatego element zabezpieczenia może być używany do wykrywania zwarć doziemnych w kierunku do przodu i do tyłu, w sieciach indukcyjnych, pojemnościowych lub rezystancyjnych. Charakterystyka czasu odwrotnego **WDE>[X] Curve** pozwala na koordynację czasową elementów w całej sieci.

Typowe zastosowania obejmują zabezpieczenie ziemnozwarciowe w sieciach dystrybucyjnych z uziemieniem / bez uziemienia / z uziemieniem rezystorowym/rezonansowym lub do kierowania innych bezkierunkowych elementów uziemiających.

Element zabezpieczający wykorzystuje napięcie neutralne oraz prąd neutralny (tj. trzykrotność składowej kolejności zerowej). Ustawienia **WDE>[X] Voltage** oraz **WDE>[X] Current** pozwalają na wybór obliczonego wewnętrznie lub dostarczonego z zewnątrz napięcia oraz prądu neutralnego. Dostarczone z zewnątrz napięcie neutralne jest podłączone do 4. wejścia przekładnik napięciowy przekładnika. 4. wejście przekładnik napięciowy musi zostać zidentyfikowane przez użytkownika jako napięcie neutralne w ustawieniach banku przekładnik napięciowy. Podobnie prąd doprowadzany z zewnątrz przez wejście uziemienia przekładnik prądowy z precyzyjniejszych źródeł takich jak przekładnik Ferrantiego.

Element działa, gdy spełnione są trzy warunki pozwalające na rozróżnienie kierunku zwarcia. Te warunki to: nadzór prądu minimalnego, nadzór napięcia minimalnego i moc robocza do przekroczenia wartości progowej.

Minimalne napięcie składowej kolejności zerowej oraz nadzór prądowy są podawane w celu nadzorowania kierunkowego pomiaru mocy. Minimalne poziomy napięcia i prądu są programowane przy użyciu ustawień określonych odpowiednio jako **WDE>[X] Volt. Set** oraz **WDE>[X] przekładnik prądowy I/P**. Wartości progowe są wyższe niż ewentualna asymetria podczas normalnej pracy systemu.

Trzecim warunkiem, który musi zostać spełniony, aby zadziałał element zabezpieczający po zastosowaniu zwłoki czasowej, jest wartość mocy roboczej do przekroczenia wartości progowej zdefiniowanych w ustawieniu **WDE>[X] Power Set**.

Zadziałanie elementu można opóźnić o czas zdefiniowany przez jeden z trzech wyborów: czas określony (DT), krzywa odwrotna (IDMT) lub krzywe definiowane przez użytkownika.

Wybór „DT” pozwala na wprowadzenie ustalonej zwłoki czasowej określonej jako **WDE>[X] Time Delay**, gdy jako opcję w **WDE>[X] Curve** wybrano DT (czas określony).

Wybór „IDMT” pozwala na zastosowanie opóźnienia o charakterystyce czasu odwróconego zdefiniowanego według następującego wzoru:

$$t = mx \frac{S_{ref}}{S_{op}}$$

Gdzie:

m jest mnożnikiem określanym w ustawieniu mnożnika **WDE>[X] TMS**,

S_{ref} to referencyjne ustawienie pobudzenia mocy **WDE>[X] Pref Set**,

S_{op} to moc robocza w czasie.

Timer IDMT uruchamia się po upływie określonego czasu **WDE>[X] Time Delay**.

Cztery krzywe użytkownika pozwalają na niestandardowe ustawienia programowalnej charakterystyki czasu. Pracując z krzywymi użytkownika, element zabezpieczający wykorzystuje stosunek mocy roboczej do mocy referencyjnej, a mnożnik nie ma zastosowania:

$$t = UserCurve \left(\frac{S_{op}}{S_{ref}} \right)$$

Również w tym przypadku timer krzywej użytkownika uruchamia się po upływie określonego czasu **WDE>[X] Time Delay**.

12.4.2 LOGIKA WATOMETRYCZNEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO

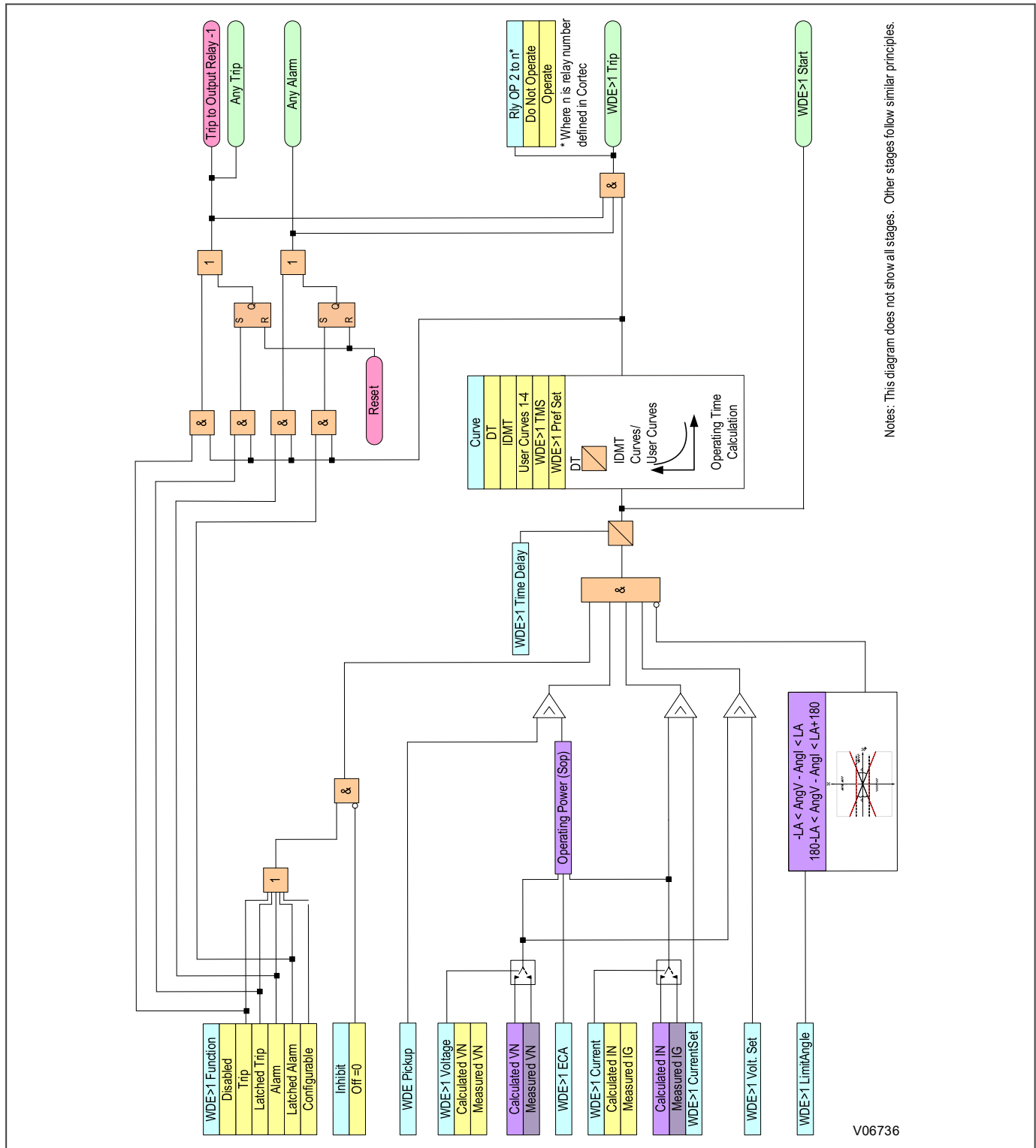


Figure 103: Logika watometrycznego zabezpieczenia ziemnozwarciowego

12.4.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Do nadzoru nad kierunkowym pomiarem mocy typowo wybierana jest ustawienie **WDE>[X] Volt. Set** przy 0,1 do 0,2 × przekładnik napięciowy w przypadku systemów nieziemionych i z uziemieniem rezystorowym oraz przy 0,05 do 0,1 × przekładnik napięciowy w przypadku systemów z uziemieniem bezpośrednim lub uziemionych poprzez rezystancję. Gdy używane jest zewnętrzne napięcie doprowadzane przez wejście 4. przekładnik napięciowy, napięcie znamionowe tego kanału zgodnie z ustawieniami banku przekładnik napięciowy wynosi 1 × przekładnik napięciowy. Gdy używane jest obliczone wewnętrznie napięcie neutralne, fazowe napięcie nominalne zgodnie z ustawieniami banku przekładnik napięciowy wynosi 1 × przekładnik napięciowy.

Wartość zadana **WDE>[X] ECA** reguluje maksymalny kąt momentu obrotowego elementu. Moc robocza obliczana jest jako:

$$S_{op} = \operatorname{Re} \left(V_n \left(I_n \times 1 \angle ECA^\circ \right)^* \right)$$

Gdzie * wskazuje liczbę sprzężoną. Różnicując kąt charakterystyczny elementu (ECA), element można ustawić tak, aby reagował na kierunek do przodu lub w tył w sieciach indukcyjnych, rezystancyjnych lub pojemnościowych, jak przedstawiono na schemacie odpowiedzi watometrycznej kąta charakterystycznego.

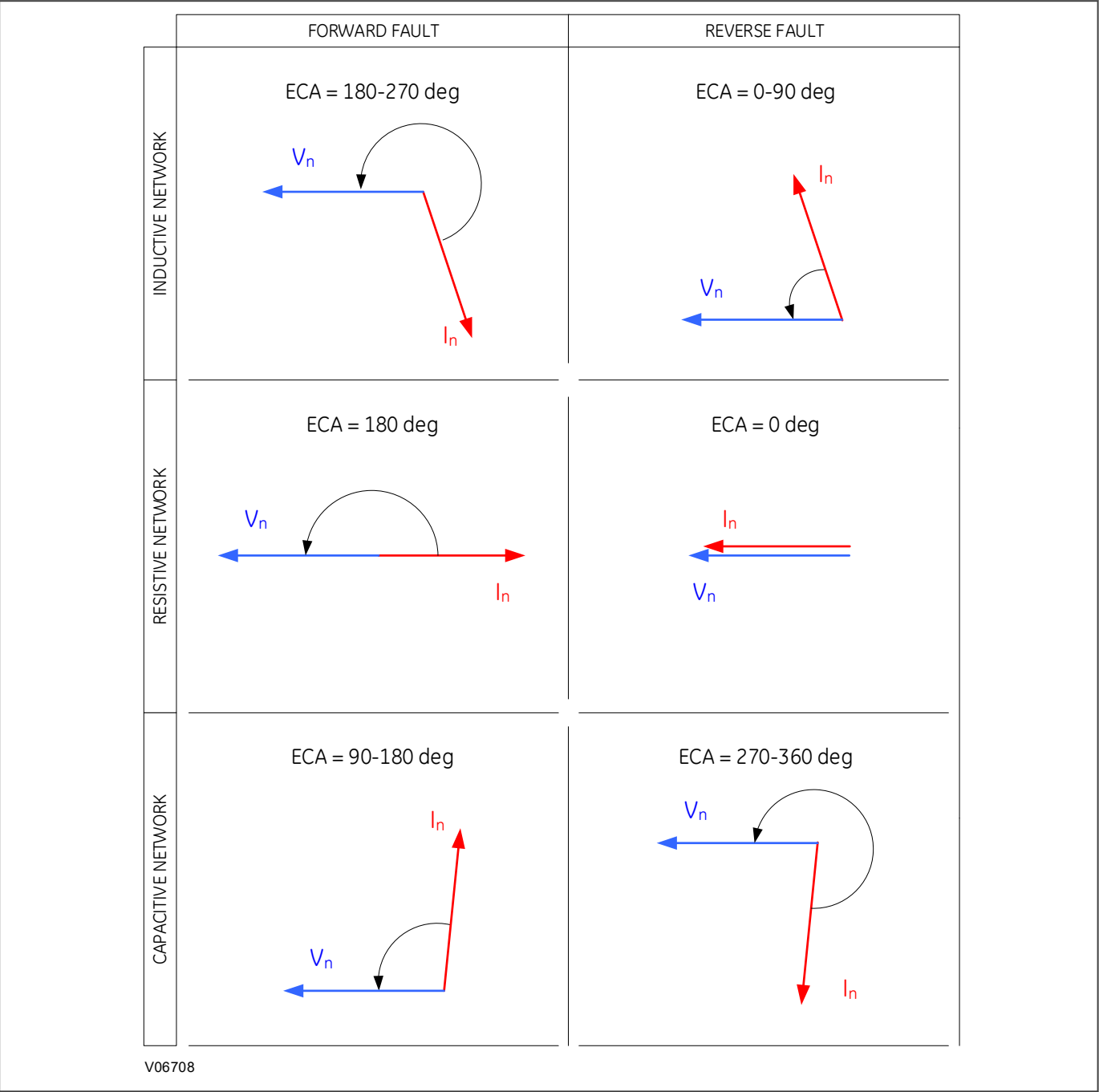
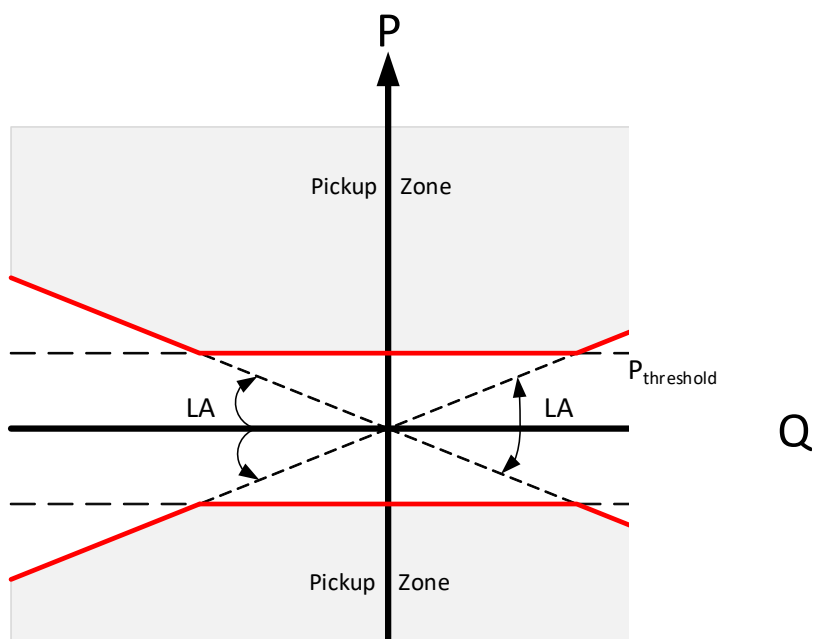


Figure 104: Odpowiedź watometryczna kąta charakterystycznego

Parametr WDE>[X] LimitAngle określa kąt ograniczenia blokujący działanie WGF w obu kierunkach.



V06713

ROZDZIAŁ 13

ADMITANCJA

13.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Wybrane modele produktu zapewniają złożone funkcję automatyki samoczynnego ponownego załączania (SPZ). Celem tego rozdziału jest przedstawienie działania tej funkcji, w tym zasad, schematów logicznych i zastosowań.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	243
Wprowadzenie	244
Admitancja punktu neutralnego	246

13.2 WPROWADZENIE

Wiadomo, że około 80–90% zwarć ma charakter przejściowy. Oznacza to, że większość zwarć nie trwa długo i jest eliminowana samoistnie. Popularnym przykładem zwarć przejściowych jest przeskok iskry po izolatorze, co może być spowodowane na przykład uderzeniem pioruna, stykaniem się przewodów lub elementami rzuconymi przez wiatr na przewody.

Zwarcie przejściowe, np. przeskok iskry po izolatorze, to samoeliminujące się zwarcie niepowodujące szkód. Przeskok iskry spowoduje wyzwolenie co najmniej jednego wyłącznika, ale może także wpływać na eliminowanie zwarcia. Jeżeli zwarcie zostanie wyeliminowane, to nie wystąpi ponownie po ponownym doprowadzeniu napięcia linii.

Pozostałe 10–20% zwarć ma charakter przemijający lub trwałe. Zwarcie przemijające może wywołać małą gałąź, która zawisła na linii zasilającej. Takiego zakłócenia nie można usunąć przez natychmiastowe otwarcie wyłącznika, lecz przez samoistne wygaśnięcie w czasie ustawionym dla opóźnienia wyzwolenia wyłącznika. Do zwarć trwałych można zaliczyć uszkodzenie przewodu, transformatora, zwarcie transformatora, kabli lub zwarcia w maszynie. Należy je zlokalizować i usunąć przed przywróceniem zasilania.

Jeżeli linia, na której wystąpiło zwarcie, zostanie natychmiast wyłączona po czasie niezbędnym do dejonizacji przestrzeni łukowej, w przypadku większości zwarć wyłącznik zostanie ponownie załączony, co pozwoli na skuteczne przywrócenie zasilania.

Schematy samoczynnego ponownego załączania są wykorzystywane do automatycznego ponownego załączania wyłącznika po określonym czasie na skutek zadziałania funkcji zabezpieczeniowej.

Na sieciach dystrybucyjnych WN/SN samoczynne ponowne zamykanie jest stosowane głównie przy liniach zasilających w układzie promieniowym, gdzie zasadniczo nie występują problemy ze stabilnością systemu. Główne zalety układów samoczynnego ponownego załączania to:

- Minimalne przerwy w zasilaniu doprowadzanym do konsumentów
- Redukcja kosztów roboczych – mniej roboczogodzin poświęconych na naprawę uszkodzeń zwarciovych oraz możliwość uruchomienia nienadzorowanych podstacji
- Przy zastosowaniu układu samoczynnego ponownego załączania można użyć zabezpieczenia chwilowego, co oznacza krótszy czas trwania zwarć. To z kolei oznacza mniej szkód zwarciovych oraz mniej zwarć stałych.

Automatyka samoczynnego ponownego załączania daje znaczące korzyści w przypadku obwodów wykorzystujących zabezpieczenia ze stopniowaniem czasowym, ponieważ pozwala na użycie zabezpieczenia bezzwłocznego, które zapewnia pierwsze szybkie wyzwolenie. Przy szybkim wyzwoleniu czas utrzymania łuku elektrycznego powstałego na skutek zwarcia w linii napowietrznej jest ograniczony do minimum. W ten sposób zmniejszona została możliwość uszkodzenia linii, które mogłoby spowodować przekształcenie się zakłócenia przejściowego w trwałe. Zastosowanie szybkiego zabezpieczenia zapobiega przepalaniu się bezpieczników w obwodach odgałęzień linii i redukuje liczbę zabiegów konserwacyjnych wyłącznika poprzez eliminację nagrzewania przed zapaleniem się łuku.

Jeżeli szybkie zabezpieczenie jest wykorzystywane wraz z samoczynnym ponownym załączaniem, to schemat taki jest zwykle tak skonfigurowany, by dochodziło do zablokowania szybkiego zabezpieczenia zaraz po jego wyzwoleniu. Dlatego jeżeli po ponownym załączeniu okaże się, że zwarcie nadal się utrzymuje, zabezpieczenie stopniowane czasowo zapewni selektywną eliminację zakłócenia pozwalającą na wyizolowanie zwartej linii. Jednak dla pewnych zastosowań, gdzie większość zwarć jest przejściowa, spotyka się rozwiązania zezwalające na więcej niż jedno szybkie wyzwolenie, zanim szybkie zabezpieczenie zostanie zablokowane.

Pewne schematy zezwalają na kilka cykli ponownego załączania oraz wyzwoleń ze stopniowaniem czasowym po pierwszym chwilowym wyzwoleniu. Takie podejście pozwala na wygaśnięcie i eliminację zwarć przemijających. Pozwalają one również na działanie bezpieczników w liniach odgałęzionych, gdzie prąd zwarciovym ma niewielką wartość.

W przypadku linii zasilających, które są częściowo napowietrzne, a częściowo kablowe, przy podejmowaniu decyzji dotyczących zastosowania samoczynnego ponownego załączania należy uwzględnić analizę danych

(częstotliwość występowania zakłóceń przejściowych). Wynika to z tego, że przy takim układzie częstotliwość występowania zwarć przemijających oraz trwałych jest większa niż w przypadku wyłącznie napowietrznych linii zasilających. W tym przypadku korzyści z zastosowania samoczynnego ponownego załączania są niewielkie. Zastosowanie samoczynnego ponownego załączania może być nawet niekorzystne, ponieważ przywrócenie napięcia na uszkodzonym kablu zwykle zwiększa rozmiar szkód wynikłych ze zwarcia.

13.3 ADMITANCJA PUNKTU NEUTRALNEGO

W sieci średniego napięcia (SN) dławik kompensacyjny służy do kompensacji pojemnościowego prądu zwarciovego idealnie do zera w miejscu zwarcia. Jednak wykrywanie niskiego prądu ziemnozwarciowego w takich sieciach jest trudne przy użyciu konwencjonalnych metod wykrywania zwarć doziemnych opartych na prądzie.

13.3.1 IMPLEMENTACJA ADMITANCJI PUNKTU NEUTRALNEGO

Ten element wykorzystuje kryteria oparte na admitancji punktu neutralnego do skutecznego wykrywania zwarcia doziemnego w skompensowanych lub izolowanych sieciach SN. Zmierzone lub obliczone wartości prądu neutralnego oraz napięcia neutralnego służą do obliczania boczniowej admitancji (Y_0), konduktancji (G_0) oraz susceptancji (B_0) punktu neutralnego. Element wykorzystuje jeden z trzech trybów (Y_0 , G_0 , B_0) do uruchomienia lub zablokowania operandów wyjściowych.

Element wykorzystuje jeden z trzech trybów (Y_0 , G_0 , B_0) do uruchomienia lub zablokowania operandów wyjściowych. Wartość zadana **Tryb** pozwala na wybór kryterium zabezpieczenia (ilość charakterystyczna) zabezpieczenia ziemnozwarciowego admitancji punktu neutralnego. Gdy ta wartość jest ustawiona na Y_0 , G_0 oraz B_0 , kryterium zabezpieczenia jest odpowiednio admitancja punktu neutralnego, konduktancja punktu neutralnego oraz susceptancja punktu neutralnego.

Wartości admitancji, konduktancji oraz susceptancji punktu neutralnego są obliczane na podstawie prądu i napięcia składowej kolejności zerowej, które z kolei są wyliczane na podstawie wejść trójfazowych lub doprowadzonego z zewnątrz wejścia neutralnego. Ustawienia **Current I/P** oraz **Voltage I/P** pozwalają na wybór obliczonych wewnętrznie wartości składowej kolejności zerowej lub na podstawie doprowadzonego z zewnątrz napięcia i prądu neutralnego. Dostarczone z zewnątrz napięcie neutralne jest podłączone do 4. wejścia przekładnik napięciowy przekaźnika. 4. wejście przekładnik napięciowy musi zostać zidentyfikowane przez użytkownika jako napięcie neutralne w ustawieniach banku przekładnik napięciowy. Podobnie jest w przypadku prądu dostarczanego zewnętrznym przez wejście uziemienia przekładnik prądowy.

Element działa po zwłoce **Time Delay**, gdy zostaną spełnione trzy warunki. Te warunki to: nadzór prądu minimalnego, nadzór napięcia minimalnego oraz wartość robocza (Y_0 , G_0 , B_0) do przekroczenia progu.

Minimalne poziomy napięcia i prądu są programowane przy użyciu ustawień określonych odpowiednio jako **Prog UN** oraz **IN Threshold**. Element pozostanie zablokowany do czasu, gdy prąd składowej kolejności zerowej i napięcie przekroczy próg minimalny.

13.3.2 LOGIKA ADMITANCJI PUNKTU NEUTRALNEGO

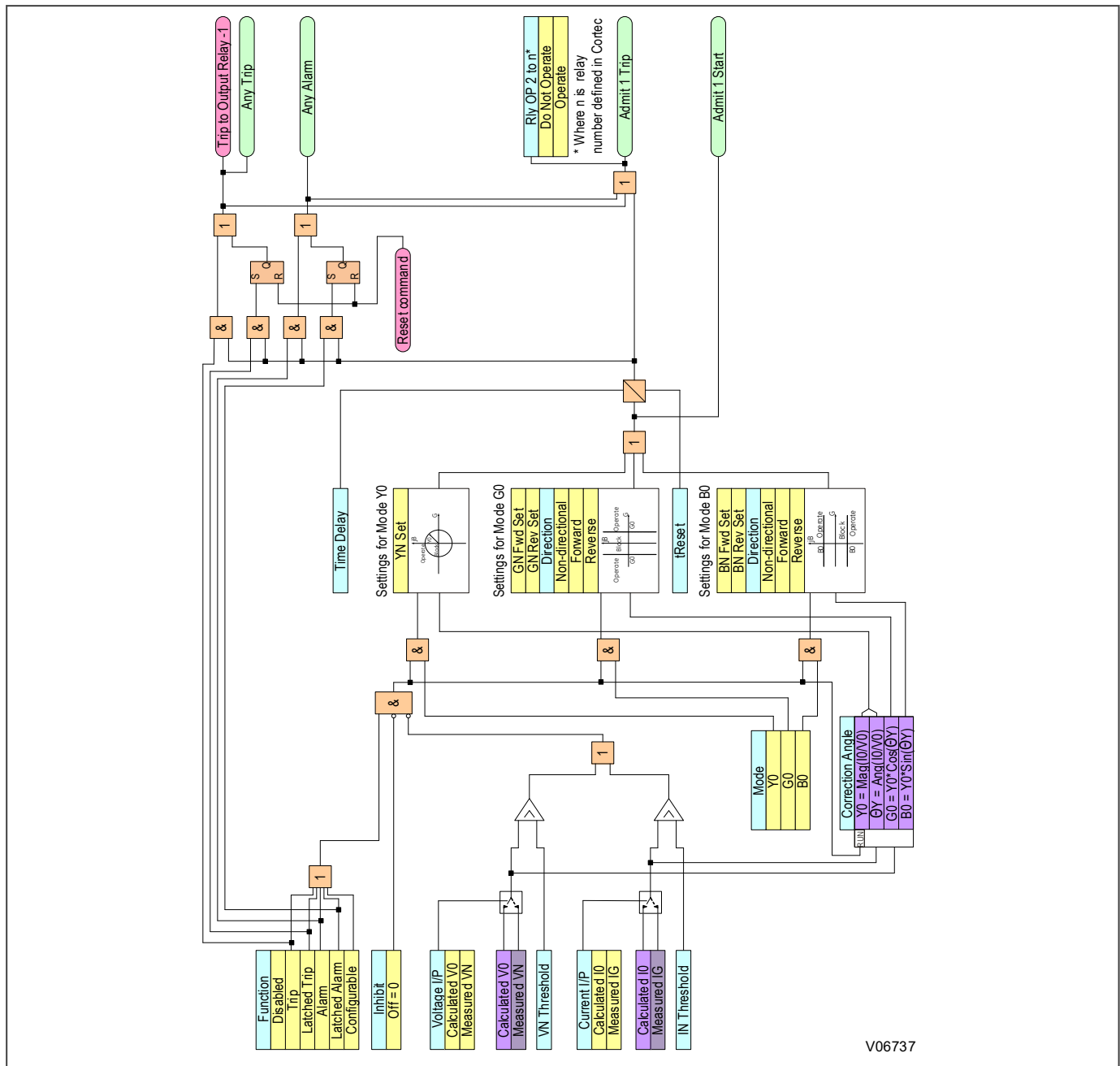
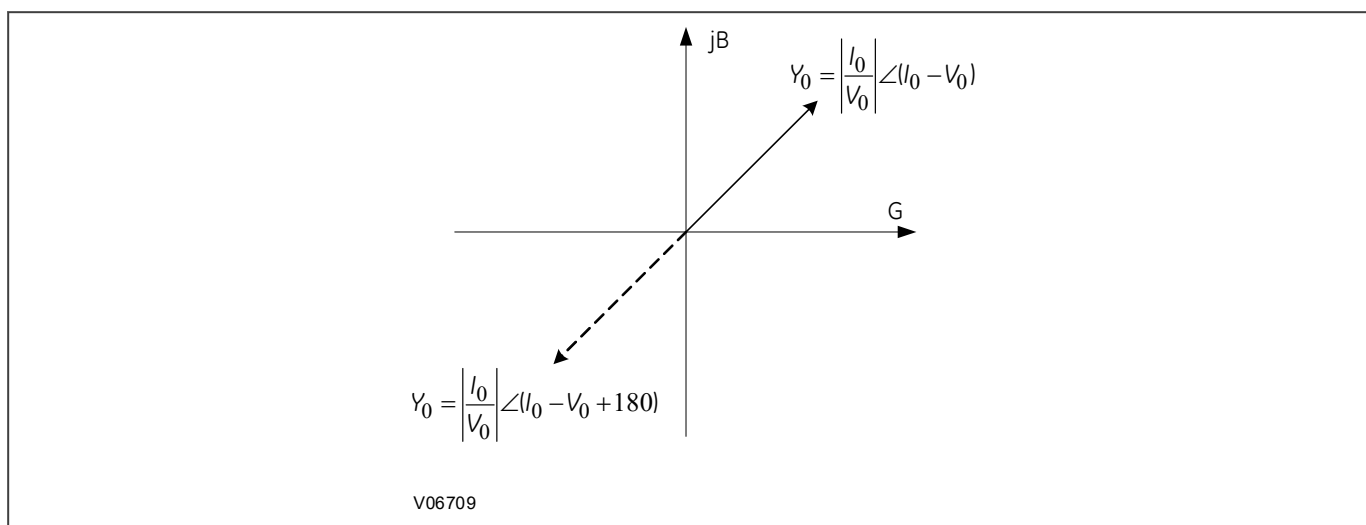


Figure 105: Logika admitancji punktu neutralnego

13.3.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

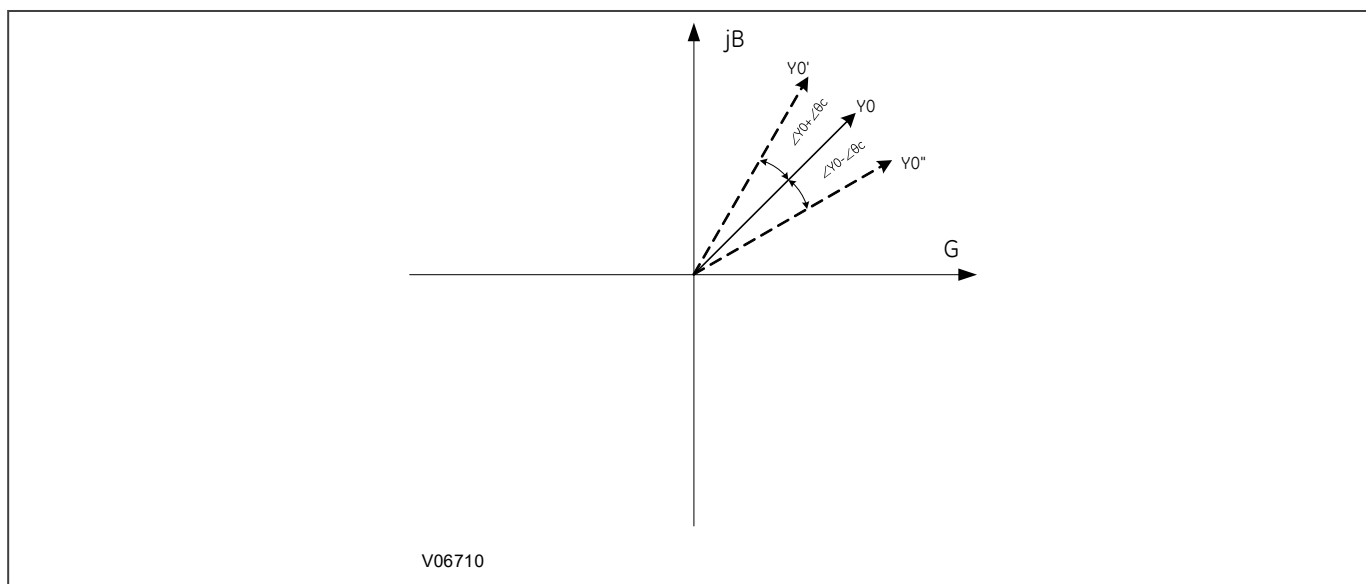
Korzystanie z ustawienia trybu **Tryb** pozwala na wybór kryterium zabezpieczenia (ilość charakterystyczna) zabezpieczenia ziemnozwarciowego admitancji punktu neutralnego.



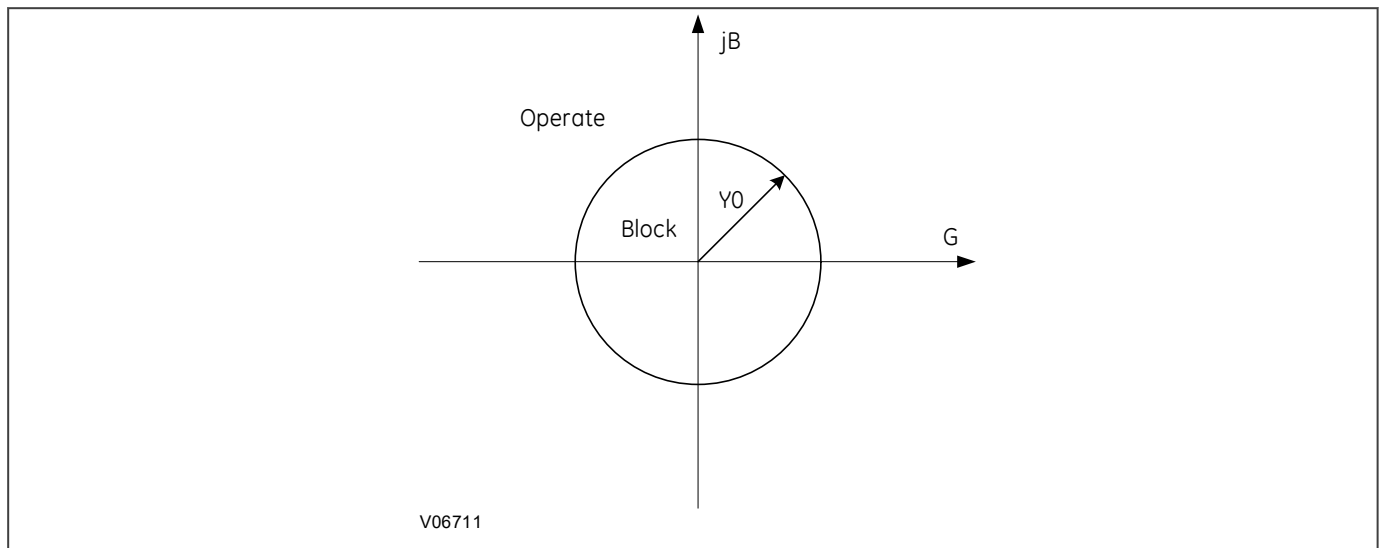
Ustawienie **Direction** służy do określenia kierunku zwarcia. Jeżeli wybrane ustawienie to „Non-Directional” (Niekierunkowy), dany element działa w kierunku do przodu i w tył. Jeżeli wybrano opcję „Forward” (W przód), dany element działa, gdy zwarcie zostanie wykryte w kierunku do przodu. Jeżeli wybrane ustawienie to „Reverse” (Wstecz), dany element działa, gdy zwarcie zostanie wykryte w kierunku wstecznym. Tryb Y_0 zawsze działa niekierunkowo, dlatego ustawienie **Direction** nie dotyczy trybu kryterium zabezpieczenia Y_0 .

Korekta kąta określa kąt korekty między prądem a napięciem. Ustawienia tego można użyć do skorygowania polaryzacji względnej prądu zwarciovego względem napięcia. Jeśli polaryzacja prądu jest odwrócona lub nie jest zależna od napięcia, tego ustawienia można użyć do zmiany polaryzacji. Gdy wybierze się opcję „180 deg”, zmierzona admitancja Y_0 jest mnożona przez -1 , co odpowiada przesunięciu o 180 stopni w kierunku przepływu prądu.

Po drugie, ten kąt może także posłużyć do wyeliminowania błędów kątowych przekładnika napięciowego i/lub przekładników prądowych (CT); zmierzone odchylenia kąta fazowego spowodowane niedokładnością pomiaru przekładników prądowych można wyeliminować, dokładnie ustawiając tę wartość.

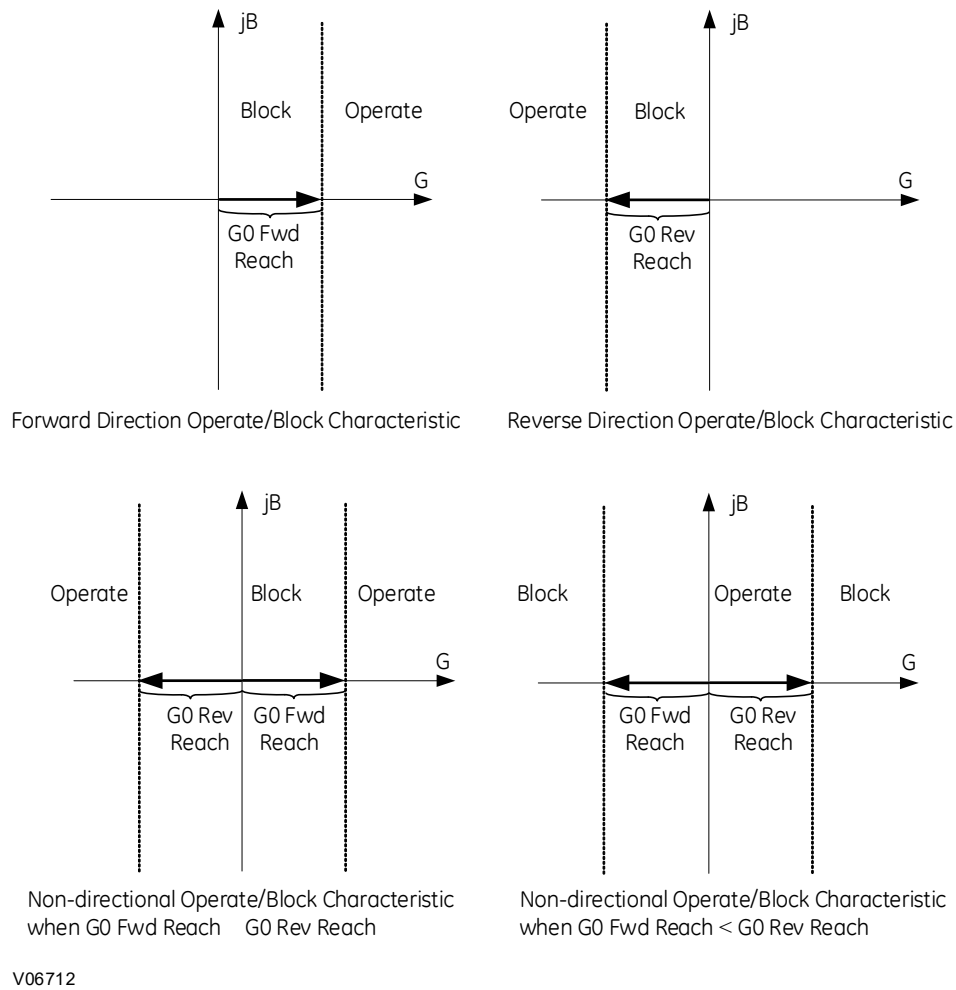


Gdy wybrany zostanie tryb Y_0 , admitancja punktu neutralnego działa, gdy zasięg Y_0 przekracza zasięg **YN Set**. Niezależnie od ustawienia kierunku ten element zawsze działa w trybie niekierunkowym. Charakterystyka działania zależy wyłącznie od progu pobudzenia określonego w tym ustawieniu.



Tryby G_0 oraz B_0 działają w kierunku do przodu, w tył lub w obu, w zależności od wyboru kierunku. Gdy kierunek jest skonfigurowany jako niekierunkowy, G_0 oraz B_0 działa zarówno w kierunku do przodu, jak i w tył, gdy ilość robocza przekracza odpowiedni poziom zasięgu zdefiniowany parametrem **GN Fwd Set/BN Fwd Set** oraz **GN Rev Set/BN Rev Set**. W kierunku przewodzenia G_0 oraz B_0 działa w kierunku do przodu, gdy ilość robocza (GN lub BN) przekracza odpowiednio zasięg **GN Fwd Set** oraz **BN Fwd Set**. W kierunku wstecznym G_0 oraz B_0 działa w kierunku wstecznym, gdy ilość robocza (GN lub BN) przekracza odpowiednio zasięg **GN Rev Set** oraz **BN Rev Set**.

Kolejne rysunki przedstawiają interakcje pomiędzy różnymi opcjami ustawienia parametrów Mode (Tryb) i Direction (Kierunek) dla zakresów wyzwania zabezpieczenia i działania zabezpieczenia ziemnozwarciowego admitancji punktu neutralnego:

**Uwaga:**

Aby uzyskać poprawne działanie, ustawienie elementu należy zaprogramować z wartościami wystarczająco większymi, by umożliwić oscylację pomiaru powyżej poziomu dokładności.

ROZDZIAŁ 14

AUTOMATYCZNE PONOWNE ZAMKNIĘCIE

14.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Wybrane modele produktu zapewniają złożone funkcję automatyki SPZ. Celem tego rozdziału jest przedstawienie działania tej funkcji, w tym zasad, schematów logicznych i zastosowań.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	252
Wprowadzenie do trójfazowego samoczynnego ponownego załączania	253
Wdrożenie	255
Wejścia funkcji samoczynnego ponownego załączania	256
Wyjścia funkcji samoczynnego ponownego załączania	259
Alarmy funkcji samoczynnego ponownego załączania	262
Działanie samoczynnego ponownego załączenia	263
Wytyczne dotyczące konfiguracji	281

14.2 WPROWADZENIE DO TRÓJFAZOWEGO SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA

Wiadomo, że około 80–90% zwarć ma charakter przejściowy. Oznacza to, że większość zwarć nie trwa długo i jest eliminowana samoistnie. Popularnym przykładem zwarć przejściowych jest przeskok iskry po izolatorze, co może być spowodowane na przykład uderzeniem pioruna, stykaniem się przewodów lub elementami rzuconymi przez wiatr na przewody.

Zwarcie przejściowe, np. przeskok iskry po izolatorze, to samoeliminujące się zwarcie niepowodujące szkód. Przeskok iskry spowoduje wyzwolenie co najmniej jednego wyłącznika, ale może także wpływać na eliminowanie zwarcia. Jeżeli zwarcie zostanie wyeliminowane, to nie wystąpi ponownie po ponownym doprowadzeniu napięcia linii.

Pozostałe 10–20% zwarć ma charakter przemijający lub trwały. Zwarcie przemijające może wywołać małą gałąź, która zawisa na linii zasilającej. Takiego zakłócenia nie można usunąć przez natychmiastowe otwarcie wyłącznika, lecz przez samoistne wygaśnięcie w czasie ustawionym dla opóźnienia wyzwolenia wyłącznika. Do zwarć trwałych można zaliczyć uszkodzenie przewodu, transformatora, zwarcie transformatora, kabli lub zwarcia w maszynie. Należy je zlokalizować i usunąć przed przywróceniem zasilania.

Jeżeli linia, na której wystąpiło zwarcie, zostanie natychmiast wyłączona po czasie niezbędnym do dejonizacji przestrzeni łukowej, w przypadku większości zwarć wyłącznik zostanie ponownie załączony, co pozwoli na skuteczne przywrócenie zasilania.

Schematy samoczynnego ponownego załączania są wykorzystywane do automatycznego ponownego załączania wyłącznika po określonym czasie na skutek zadziałania funkcji zabezpieczeniowej.

Na sieciach dystrybucyjnych WN/SN samoczynne ponowne zamykanie jest stosowane głównie przy liniach zasilających w układzie promieniowym, gdzie zasadniczo nie występują problemy ze stabilnością systemu. Główne zalety układów samoczynnego ponownego załączania to:

- Minimalne przerwy w zasilaniu doprowadzanym do konsumentów
- Redukcja kosztów roboczych – mniej roboczogodzin poświęconych na naprawę uszkodzeń zwarciovych oraz możliwość uruchomienia nienadzorowanych podstacji
- Przy zastosowaniu układu samoczynnego ponownego załączania można użyć zabezpieczenia chwilowego, co oznacza krótszy czas trwania zwarć. To z kolei oznacza mniej szkód zwarciovych oraz mniej zwarć stałych.

Automatyka samoczynnego ponownego załączania daje znaczące korzyści w przypadku obwodów wykorzystujących zabezpieczenia ze stopniowaniem czasowym, ponieważ pozwala na użycie zabezpieczenia bezzwłocznego, które zapewnia pierwsze szybkie wyzwolenie. Przy szybkim wyzwoleniu czas utrzymania łuku elektrycznego powstałego na skutek zwarcia w linii napowietrznej jest ograniczony do minimum. W ten sposób zmniejszona została możliwość uszkodzenia linii, które mogłoby spowodować przekształcenie się zakłócenia przejściowego w trwałe. Zastosowanie szybkiego zabezpieczenia zapobiega przepalaniu się bezpieczników w obwodach odgałęzień linii i redukuje liczbę zabiegów konserwacyjnych wyłącznika poprzez eliminację nagrzewania przed zapaleniem się łuku.

Jeżeli szybkie zabezpieczenie jest wykorzystywane wraz z samoczynnym ponownym załączaniem, to schemat taki jest zwykle tak skonfigurowany, by dochodziło do zablokowania szybkiego zabezpieczenia zaraz po jego wyzwoleniu. Dlatego jeżeli po ponownym załączeniu okaże się, że zwarcie nadal się utrzymuje, zabezpieczenie stopniowane czasowo zapewni selektywną eliminację zakłócenia pozwalającą na wyizolowanie zwartej linii. Jednak dla pewnych zastosowań, gdzie większość zwarć jest przejściowa, spotyka się rozwiązania zezwalające na więcej niż jedno szybkie wyzwolenie, zanim szybkie zabezpieczenie zostanie zablokowane.

Pewne schematy zezwalają na kilka cykli ponownego załączania oraz wyzwoleń ze stopniowaniem czasowym po pierwszym chwilowym wyzwoleniu. Takie podejście pozwala na wygaśnięcie i eliminację zwarć przemijających. Pozwalają one również na działanie bezpieczników w liniach odgałęzionych, gdzie prąd zwarciovym ma niewielką wartość.

W przypadku linii zasilających, które są częściowo napowietrzne, a częściowo kablowe, przy podejmowaniu decyzji dotyczących zastosowania samoczynnego ponownego załączania należy uwzględnić analizę danych (częstotliwość występowania zakłóceń przejściowych). Wynika to z tego, że przy takim układzie częstotliwość występowania zwarć przemijających oraz trwałych jest większa niż w przypadku wyłącznie napowietrznych linii zasilających. W tym przypadku korzyści z zastosowania samoczynnego ponownego załączania są niewielkie. Zastosowanie samoczynnego ponownego załączania może być nawet niekorzystne, ponieważ przywrócenie napięcia na uszkodzonym kablu zwykle zwiększa rozmiar szkód wynikłych ze zwarcia.

14.3 WDROŻENIE

Funkcja samoczynnego ponownego załączania to opcja oprogramowania, którą wybiera się podczas zamawiania urządzenia, zatem przedstawiony opis dotyczy tylko modeli z tą opcją.

Samoczynne ponowne załączanie działa w przypadku zabezpieczenia przeciwprzepięciowego fazowego (POC), ziemnozwarciowego (EF) i czułego ziemnozwarciowego (SEF). Wdraża się je w ścieżce SETPOINTS\CONTROL \AUTORECLOSE

Funkcję samoczynnego ponownego załączania można skonfigurować na wykonywanie pojedynczego, podwójnego, potrójnego lub poczwórnego cyklu. Wybiera się ją poprzez ustawienie liczby prób **Number of Shots** w menu **AR (n) Setup**. Można także zainicjować oddzielny cykl samoczynnego ponownego zamknięcia w przypadku zabezpieczenia SEF, z inną liczbą prób wybraną w opcji **Number SEF Shots**. Czasy przerw beznapięciowych mogą być ustawiane niezależnie dla każdego cyklu.

Cykl samoczynnego ponownego załączania można zainicjować wewnętrznie, uruchamiając element ochronny, albo zewnętrznie z użyciem oddzielnego urządzenia zabezpieczającego. Na koniec przerwy beznapięciowej wysyłany jest sygnał Auto Close (Automatyczne załączenie), pod warunkiem że wyłącznik może zostać bezpiecznie załączony. Określa się to, sprawdzając, czy zostały spełnione pewne warunki systemu ustawione w sekcji **System Checks** (Kontrola systemu).

Wyłącznik może zostać bezpiecznie załączony pod warunkiem, że:

- tylko jedna strona wyłącznika jest pod napięciem (linia beznapięciowa / szyna pod napięciem lub linia pod napięciem / szyna beznapięciowa), albo
- jeżeli zarówno strona szyny, jak i strona linii obwodu wyłącznika są pod napięciem, napięcia systemu są zsynchronizowane.

Dodatkowo źródło energii zasilające wyłącznik (np. sprężyna zamykająca) musi być w pełni naładowane. Wskazuje to wejście **CB Healthy** (Wyłącznik działa poprawnie).

Po załączeniu wyłącznika rozpoczyna się czas regeneracji. Jeżeli wyłącznik nie zostanie wyzwolony ponownie, funkcja samoczynnego ponownego załączania resetuje się po zakończeniu odmierzenia tego czasu. Jeżeli zabezpieczenie działa w czasie regeneracji, urządzenie albo przechodzi do kolejnej próby w cyklu samoczynnego ponownego załączania albo, gdy wszystkie próby ponownego załączania zostały przeprowadzone, przechodzi do blokady.

Dodatkowo muszą być dostępne sygnały stanu wyłącznika, w związku z tym domyślne ustawienie dla **Wej.stan wylacz.** (Dane wejściowe stanu wyłącznika) należy zmodyfikować stosownie do zastosowania. Domyślnie edytor równań Flexlogic wymaga wejść logicznych 52A, 52B oraz WYL Sprawny, zatem wymagane byłoby ustawienie zarówno **52A, jak i 52B** dla **Wej.stan wylacz.** (Dane wejściowe stanu wyłącznika), jeżeli byłyby używane w domyślnym edytorze równań FlexLogic.

14.4 WEJŚCIA FUNKCJI SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA

Funkcja samoczynnego ponownego załączania ma kilka wejść logicznych, które można mapować do dowolnych wejść optycznych lub do co najmniej jednego sygnału wyjściowego generowanego przez edytor równań FlexLogic. Funkcje tych wejść opisano poniżej.

14.4.1 WYL SPRAWNY

Konieczne jest ustalenie, czy w wyłączniku jest wystarczająca ilość energii (sprężyna naładowania, ciśnienie gazu jest poprawne itd.), zanim będzie można załączyć wyłącznik. Wejście **WYL Sprawny** jest używane, aby to zapewnić przed zainicjowaniem polecenia **WYL Zamkn 3 faz**. Jeżeli na zakończenie przerwy beznapięciowej wejście **WYL Sprawny** jest niskie i pozostaje niskie przez okres wskazany przez timer **Czas zbroj. WYL**, nastąpi blokada, a wyłącznik pozostanie otwarty.

Większość wyłączników jest w stanie zapewnić pojedynczy cykl wyzwolenie-zamknięcie-wyzwolenie, w którym to przypadku sygnał **WYL Sprawny** pozostanie niski po próbie samoczynnego ponownego załączenia, co będzie skutkować blokadą.

To sprawdzenie można wyłączyć, ustawiając **WYL Sprawny** jako *on* (włączone), przy czym sygnał domyślnie przechodzi w stan wysoki.

14.4.2 BLOKOWANIE SPZ

Wejście **Blokowanie SPZ** blokuje funkcję samoczynnego ponownego załączania i powoduje blokadę. Można go użyć, jeżeli wymagane jest działanie zabezpieczające bez samoczynnego ponownego załączania. Typowym przykładem jest linia zasilająca z transformatorem, gdzie samoczynne ponowne załączanie może być inicjowane przez zabezpieczenie linii zasilającej, lecz blokowane przez zabezpieczenie transformatora.

14.4.3 KASUJ BLOKOWANIE

Wejście **Reset Lockout** może być używane do resetowania funkcji samoczynnego ponownego załączenia po zablokowaniu. Rejestruje także ewentualne alarmy samoczynnego ponownego zamknięcia pod warunkiem, że sygnały, które zainicjowały blokadę, zostały usunięte.

14.4.4 TRYB AUTO SPZ

Wejście **Tryb Auto SPZ** służy do wyboru trybu działania automatycznego. W tym trybie funkcja samoczynnego ponownego załączania jest w użyciu.

14.4.5 TRYB SPZ LINII POD NAPIĘCIEM

Wejście **AR LiveLine Mode** służy do wyboru trybu działania linii pod napięciem, gdy funkcja samoczynnego ponownego załączania nie działa, a całe blokowanie zabezpieczenia chwilowego przez samoczynne ponowne załączanie jest wyłączone. Ten tryb działania ma pierwszeństwo przed wszelkimi pozostałymi trybami działania ze względów bezpieczeństwa, ponieważ wskazuje, że pracownicy elektrowni pracują w pobliżu urządzeń pod napięciem.

14.4.6 TRYB STEROWANIA ZDALNEGO

Wejście **Telecontrol** służy do wyboru trybu działania sterowania zdalnego, w ramach którego tryby działania automatyczne i nieautomatyczne można wybierać zdalnie.

14.4.7 LIVE/DEAD CCTS OK (OBWODY POD NAPIĘCIEM / BEZ NAPIĘCIA OK)

Sygnał **LiveDead Ccts OK** to sygnał wskazujący stany: linia pod napięciem / szyna w stanie beznapięciowym lub szyna pod napięciem / linia w stanie beznapięciowym (wysoki = OK, niski = Nie OK). Wymaganą logikę można obliczyć w edytorze równań FlexLogic na podstawie sygnałów linia pod napięciem, linia w stanie beznapięciowym, szyna pod napięciem, szyna w stanie beznapięciowym w logice kontroli systemu (jeżeli dotyczy). Może ona pochodzić również ze źródła zewnętrznego w zależności od zastosowania.

14.4.8 SPZ KON,SYCH. (SPZ KONTR SYNCH)

Ten sygnał można mapować na wejście optyczne, aby umożliwić urządzeniu IED otrzymanie sygnału z zewnętrznego urządzenia monitorowania systemu wskazującego, że stan systemu sprzyja załączeniu wyłącznika. Normalnie to nie powinno być konieczne, ponieważ urządzenie IED ma wbudowaną złożoną funkcję kontroli systemu.

14.4.9 SPZ WYL ZE W (WYZWOLENIE ZEWNĘTRZNEGO ZABEZPIECZENIA SPZ)

Sygnał **SPZ WYL zew** pozwala na inicjację samoczynnego ponownego załączania przez wyzwolenie zabezpieczenia na oddzielnym urządzeniu zabezpieczającym.

14.4.10 EXT AR PROT START (URUCHOMIENIE ZEWNĘTRZNEGO ZABEZPIECZENIA SPZ)

Sygnał **Pob.SPZ zew** pozwala na zainicjowanie samoczynnego ponownego załączania przez uruchomienie z oddzielnego urządzenia zabezpieczającego.

14.4.11 DAR UKONCZONE (OPÓŹNIONE SAMOCZYNNE PONOWNE ZAŁĄCZANIE ZAKOŃCZONE)

Niektóre elektrownie wymagają zastosowania funkcji opóźnionego samoczynnego ponownego załączania (DAR).

Sygnał **DAR Complete** może w razie potrzeby zostać zmapowany w edytorze równań FlexLogic, aby zapewnić krótki impuls, gdy zostanie wydane polecenie załączenia wyłącznika na koniec przerwy beznapięciowej. Jeżeli sygnał **DAR ukonczone** zostanie aktywowany podczas cyklu samoczynnego ponownego załączania, sygnał wyjściowy **DAR in Progress** zostanie zresetowany, nawet jeśli czas regeneracji jeszcze trwa, a sygnał **SPZ cykl trwa** pozostanie aktywny do końca czasu regeneracji.

W większości zastosowań sygnał **DAR ukonczone** można zignorować (pominąć mapowanie w edytorze równań FlexLogic). W takich przypadkach sygnał **DAR in Progress** działa i resetuje się równolegle z **AR in Progress**.

14.4.12 CB IN SERVICE (WYŁĄCZNIK W UŻYCIU)

Sygnał **WYL in Betrieb** musi pozostać aktywny podczas działania zabezpieczenia, jeżeli ma zostać zainicjowane samoczynne ponowne załączanie. W większości zastosowań można go mapować do sygnału **WYL Zamkn 3 faz**. Bardziej złożone mapowanie edytora równań FlexLogic można zaprogramować np. wówczas, gdy konieczne jest nie tylko potwierdzenie, że wyłącznik jest zamknięty, lecz także że przekaźnik napięciowy linii i/lub szyny jest faktycznie pod napięciem do chwili zadziałania zabezpieczenia.

14.4.13 SPZ RESTART

W niektórych zastosowaniach czasami konieczne jest zainicjowanie cyklu samoczynnego ponownego załączania przez połączenie sygnału zewnętrznego z wejściem optycznym. Tak byłoby w sytuacji, gdy nie wszystkie normalne warunki blokady zostały spełnione, np. gdy wyłącznik jest otwarty, a powiązana linia zasilająca jest w stanie beznapięciowym. Jeżeli wejście **SPZ restart** jest mapowane do wejścia optycznego, aktywacja tego wejścia optycznego zainicjuje cykl samoczynnego ponownego załączania niezależnie od stanu wejścia **WYL in Betrieb**, pod warunkiem, że pozostałe warunki blokady nadal są spełnione.

14.4.14 DT OK TO START (MOŻNA ROZPOCZĄĆ PRZERWĘ BEZNAPIĘCIOWĄ)

Jest to opcjonalna dodatkowa blokada w logice inicjowania przerwy beznapięciowej. Poza otwarciem wyłącznika i zresetowaniem zabezpieczenia parametr **DT OK To Start** musi zostać ustawiony na wysokim poziomie, aby pozwolić na przygotowanie funkcji przerwy beznapięciowej po rozpoczęciu cyklu SPZ. Gdy tylko funkcja przerwy beznapięciowej jest przygotowana, ten sygnał nie ma już dalszego wpływu – funkcja przerwy beznapięciowej pozostaje przygotowana, nawet jeśli później sygnał osłabnie. Typowe mapowanie edytora równań FlexLogic dla tego wejścia odbywa się z sygnału **Linia martwa** z logiki kontroli systemu. To umożliwiłoby przygotowanie przerwy beznapięciowej tylko wówczas, gdy linia zasilająca przeszłaby w stan beznapięciowy po zadziałaniu wyłącznika. Jeżeli taka dodatkowa blokada przygotowania przerwy beznapięciowej nie jest wymagana, sygnał **DT OK To Start** jest ustawiony jako *On* (Wł.) i domyślnie będzie w stanie wysokim.

14.4.15 PRZERWA BEZNAPIĘCIOWA WŁĄCZONA

Jest to opcjonalna blokada w logice przerwy beznapięciowej. Ten sygnał musi być wysoki, aby możliwe było uruchomienie przerwy beznapięciowej. Jeżeli ten sygnał się obniży, przerwa beznapięciowa zostanie wstrzymana i zresetowana, ale pozostanie w gotowości i uruchomi się od zera, gdy sygnał znów będzie wysoki. Typowe mapowanie edytora równań Flexlogic odbywa się z wejścia **WYL Sprawny** lub z wybranych sygnałów z logiki kontroli systemu. Można także zmapować je do wejścia optycznego, aby zapewnić funkcję „wstrzymania” podrzędnego wyłącznika w zastosowaniu „nadrzędny/podrzędny” z dwoma wyłącznikami. Jeżeli taka opcjonalna blokada nie jest wymagana, sygnał **DeadTimeEnabled** ustawia się na *On* (Wł.) i domyślnie będzie w stanie wysokim.

14.4.16 SPZ TEST WYL (SPZ TEST WYL)

Jeżeli sygnał **SPZ test WYL** jest mapowany do wejścia optycznego i to wejście zostanie aktywowane chwilowo, urządzenie IED generuje wyjście wyzwolenia wyłącznika przez **SPZ OW Test**. Następnie domyślny edytor równań FlexLogic mapuje to do wyjścia do przekaźnika wyjściowego wyzwolenia zabezpieczenia i inicjuje cykl samoczynnego ponownego załączania.

14.4.17 SPZ OM 1 ZAL

Jeżeli sygnał **AR Skip Shot 1** jest mapowany do wejścia optycznego i wejście to jest aktywowane chwilowo, logika IED spowoduje podwyższenie stanu licznika sekwencji samoczynnego ponownego załączania o 1. Spowoduje to zmniejszenie liczby dostępnych prób ponownego załączania i zablokuje automatykę ponownego załączania.

14.4.18 INH RECLAIM TIME (BLOKOWANIE CZASU REGENERACJI)

Jeżeli sygnał **Inh Reclaim Time** jest mapowany do wejścia optycznego i wejście to jest aktywne na początku czasu regeneracji, logika IED spowoduje zablokowanie timerów regeneracji.

14.5 WYJŚCIA FUNKCJI SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA

Funkcja samoczynnego ponownego załączania ma kilka wyjść logicznych, które można przypisać do styków przekaźnika wyjściowego lub edytora równań FlexLogic. Funkcje tych wyjść opisano poniżej.

14.5.1 SPZ CYKL TRWA (SPZ CYKL TRWA)

Ten sygnał występuje podczas kompletnego cyklu ponownego załączania od uruchomienia zabezpieczenia do końca czasu regeneracji lub zablokowania.

14.5.2 DAR IN PROGRESS (DAR W TOKU)

Działa łącznie z sygnałem **SPZ cykl trwa** na początku samoczynnego ponownego załączania. Jeżeli sygnał **DAR ukonczony** nie działa, sygnał **DAR in Progress** pozostaje włączony do czasu resetu **SPZ cykl trwa** na końcu cyklu. Jeżeli sygnał **DAR ukonczony** wzrośnie podczas cyklu samoczynnego ponownego załączania, sygnał **DAR in Progress** zresetuje się.

14.5.3 SYGNAŁY STANU LICZNIKA SEKWENCJI

Podczas każdego cyklu samoczynnego ponownego załączania licznik sekwencji zwiększa się o 1 po każdym wyzwoleniu zwarcia i zeruje na końcu cyklu.

- **AR SeqCounter 0** ustawia się, gdy licznik wskazuje zero
- **AR SeqCounter 1** ustawia się, gdy licznik wskazuje 1
- **AR SeqCounter 2** ustawia się, gdy licznik wskazuje 2
- **AR SeqCounter 3** ustawia się, gdy licznik wskazuje 3
- **AR SeqCounter 4** ustawia się, gdy licznik wskazuje 4

14.5.4 SPZ UDANY

Wyjście **Successful Close** wskazuje, że cykl samoczynnego ponownego załączania został zakończony pomyślnie. Sygnał pomyślnego zakończenia samoczynnego ponownego załączania jest wysyłany, gdy zabezpieczenie wyzwoliło wyłącznik, który pomyślnie załączył się ponownie. Wyjście pomyślnego zakończenia samoczynnego ponownego załączania zostaje zresetowane przy kolejnym wyzwoleniu wyłącznika lub po zresetowaniu jednej z metod blokowania.

14.5.5 SPZ AKTYWOWANY

Wyjście **SPZ Aktywowany** wskazuje, czy samoczynne ponowne załączanie jest w użyciu czy nie. Samoczynne ponowne załączanie jest w użyciu, gdy urządzenie jest w trybie **Automatyczny**, a wyłączone z użycia, gdy jest w trybie **Nie-Auto** oraz **Linia zywa**.

14.5.6 AR BLK MAIN PROT (BLOKOWANIE ZABEZPIECZENIA GŁÓWNEGO)

Sygnał **AR Blk Main Prot** blokuje etapy tylko DT (etapy chwilowe) głównych elementów zabezpieczenia prądowego. Etapy chwilowe każdego wyzwolenia cyklu samoczynnego ponownego załączenia blokuje się, używając ustawień **Trip 1 Main**, **Trip 2 Main**, **Trip 3 Main**, **Trip 4 Main** oraz **Trip 5 Main**.

14.5.7 AR BLK SEF PROT (BLOKOWANIE ZABEZPIECZENIA SEF)

Sygnał **AR Blk SEF Prot** blokuje etapy tylko DT (etapy chwilowe) elementów zabezpieczenia SEF. Etapy chwilowe SEF każdego wyzwolenia cyklu samoczynnego ponownego załączenia blokuje się, używając ustawień **Trip 1 SEF**, **Trip 2 SEF**, **Trip 3 SEF**, **Trip 4 SEF** oraz **Trip 5 SEF**.

14.5.8 RECLOSE CHECKS (KONTROLE PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA)

Wyjście **Sprawdz. Zał** wskazuje, że kontrole systemu SPZ są w toku.

14.5.9 DEADTIME IN PROG (PRZERWA BEZNAPIĘCIOWA W TOKU)

Wyjście **DeadTime in Prog** wskazuje, że przerwa beznapięciowa jest w toku. Ten sygnał jest ustawiany, gdy ustawiony jest sygnał **Reclose Checks** ORAZ wejście **Dead TimeEnabled** ma wysoką wartość. Można go używać podczas rozruchu, aby sprawdzić działanie cyklu samoczynnego ponownego załączania.

14.5.10 DT COMPLETE (PRZERWA BEZNAPIĘCIOWA ZAKOŃCZONA)

Sygnał **DT Complete** (Przerwa beznapięciowa zakończona) działa na końcu zadanej przerwy beznapięciowej i pozostaje włączony albo do czasu zresetowania schematu na końcu czasu regeneracji, albo gdy nastąpi dalsze działanie zabezpieczające, albo zostanie zainicjowane samoczynne ponowne załączenie. Może być stosowany czysto jako wskazanie albo zostać włączony do mapowania przez edytor równań FlexLogic na wejście logiczne **DAR ukonczone**.

14.5.11 SPZ KONTR. SYNCH (SPZ KONTR. SYNCH)

SPZ kontr. Synch wskazuje, że kontrole synchronizmu samoczynnego ponownego zamykania są zadowalające. Dzieje się tak, gdy moduł kontroli synchronizmu potwierdza stan synchronizmu.

14.5.12 SPZ KON,SYCH.OK (SPZ KON,SYCH.OK)

Sygnał **SPZ kon,Sych.OK** wskazuje, że kontrole systemu samoczynnego ponownego załączania są zadowalające. Dzieje się tak, gdy wybrany stan kontroli systemu (kontrola synchronizmu, szyna pod napięciem / linia w stanie beznapięciowym itd.) zostaje potwierdzony.

14.5.13 AUTO ZAMKN

Wyjście **Auto Zamkn** wskazuje, że logika samoczynnego ponownego załączania wysłała sygnał *Close* (załączania) do wyłącznika. Wyjście wysyła sygnał do timera sterującego impulsem załączania i pozostaje włączone do czasu załączenia wyłącznika. Sygnał ten może być przydatny podczas rozruchu do sprawdzenia działania cyklu samoczynnego ponownego załączania.

14.5.14 PROTECTION LOCKT (BLOKADA ZABEZPIECZENIA)

Protection Lockt (Blokada zabezpieczenia) działa, jeżeli wyzwolona zostanie blokada **Blk. SPZ** przez działanie zabezpieczające podczas okresu blokowania następującego po ręcznym załączeniu wyłącznika albo gdy urządzenie jest w trybie **Non-auto** lub **Linia zywa**.

14.5.15 RESET LCKOUT ALM (RESET ALARMU BLOKADY)

KAS Alm blk. działa, gdy urządzenie jest w trybie **Nie-Auto**, jeżeli ustawienie **Kasuj blokowanie** ma wartość *Select Non Auto*.

14.5.16 REGEN. TRWA

Wyjście **regen. TRWA** wskazuje, że timer regeneracji jest włączony, i zostanie zwolnione po zresetowaniu się timera regeneracji.

14.5.17 REGEN. KOMPL

Regen. Kompl działa na końcu ustawionego czasu regeneracji i jest to szybki reset. Aby utrzymać to wskazanie wyjścia, w edytorze równań FlexLogic należy wprowadzić timer czasu przebywania.

14.6 ALARMY FUNKCJI SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA

Następujące sygnały DDB wywołają alarm. Opisano je poniżej.

14.6.1 SPZ BRAK KONTR S (SPZ BRAK KONTR S)

Alarm **SPZ brak kontr s** wskazuje, że napięcia systemu nie są odpowiednie do samoczynnego ponownego załączenia na koniec czasu kontroli systemu (ustawienie **Czas Kntr Sys**), prowadząc do stanu blokady. Ten alarm jest zablokowany i musi zostać zresetowany ręcznie.

14.6.2 SPZ WYL. NIEGOT (SPZ WYL. NIEGOT)

Alarm **SPZ WYL. Niegot** wskazuje, że wejście **WYL Sprawny** nie zostało zasilone na koniec czasu *Czas zbroj. WYL*, co doprowadziło do stanu blokady. Ten alarm jest zablokowany i musi zostać zresetowany ręcznie.

14.6.3 BLK. SPZ

Alarm **Blk. SPZ** wskazuje, że urządzenie jest w stanie blokady i nie będą podejmowane kolejne próby ponownego załączenia. Ten alarm można skonfigurować tak, aby resetował się automatycznie (samoczynny reset), lub resetować go ręcznie, zgodnie z ustawieniem resetu blokady **Kas blok przez**.

14.7 DZIAŁANIE SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZENIA

Funkcja samoczynnego ponownego załączenia to funkcja złożona składająca się z kilku modułów działających na zasadzie wzajemnej interakcji. Jest to opisane za pomocą oddzielnych schematów logicznych, które łączą się ze sobą za pomocą sygnałów wewnętrznych (zobrazowanych przez różowe pola).

14.7.1 TRYBY PRACY

Funkcja samoczynnego ponownego załączania ma trzy tryby pracy:

- Auto Mode: samoczynne ponowne załączanie jest w użyciu
- Non-auto Mode: samoczynne ponowne załączanie nie jest w użyciu ORAZ wybrane funkcje zabezpieczające są zablokowane, jeżeli ustawienie **SPZ odst.** = *Block Inst Prot.*
- Live Line Mode: samoczynne ponowne załączanie nie jest w użyciu, ale funkcje zabezpieczające NIE są zablokowane, nawet jeśli ustawienie **SPZ odst.** = *Block Inst Prot.*

Uwaga:

Tryb Live Line (Tryb linii akt.) zapewnia dodatkowe zabezpieczenie linii pod napięciem działającej na zabezpieczonej linii zasilającej.

Tryb pracy samoczynnego ponownego załączania można wybrać w zależności od wymagań konkretnego zastosowania. Podstawowa metoda wyboru trybu jest określana w ustawieniu **Wyb Tryb SPZ**, jak podsumowano w tabeli poniżej:

Ustawienie wyboru trybu SPZ	Opis
Tryb polecenia	Wybór trybu automatycznego lub nieautomatycznego określa ustawienie polecenia Tryb SPZ .
Tryb ustawień optycznych	Wybór trybu automatycznego lub nieautomatycznego określa wejście optyczne mapowane do Tryb Auto SPZ . Jeżeli wejście Tryb Auto SPZ jest wysokie, zostanie wybrany automatyczny tryb pracy. Jeżeli wejście Tryb Auto SPZ jest niskie, zostanie wybrany nieautomatyczny tryb pracy.
Tryb ustawień użytkownika	Wyborem trybu automatycznego lub nieautomatycznego steruje wejście Tryb telekontr. . Jeżeli wejście Tryb telekontr. jest wysokie, ustawienie Tryb SPZ jest używane do wyboru trybu pracy automatycznego lub nieautomatycznego. Jeżeli wejście Tryb telekontr. jest niskie, zachowuje się jak w przypadku ustawienia Tryb wej Opto .
Tryb ustawień impulsowych	Wybór trybu automatycznego lub nieautomatycznego określa opadające zbocze sygnału Tryb Auto SPZ . Jeżeli wejście Telecontrol (Sterowanie zdalne) jest wysokie, tryb pracy jest przełączany między automatycznym i nieautomatycznym na opadającym zboczu sygnału Tryb Auto SPZ , gdy staje się słabszy. Impulsy trybu automatycznego są generowane przez system SCADA. Jeżeli wejście Telecontrol (Sterowanie zdalne) jest niskie, zachowuje się jak w przypadku ustawienia Opto Set Mode .

Tryb linii pod napięciem jest sterowany sygnałem **AR LiveLine Mode**. Jeżeli jest wysoki, zostaje wymuszony tryb linii pod napięciem, niezależnie od pozostałych sygnałów.

14.7.1.1 IMPLEMENTACJA CZTEROPOZYCYJNEGO PRZEŁĄCZNIKA WYBORU

Często zdarza się, że elektrownie stosują czteropozycyjny przełącznik wyboru do sterowania trybem pracy. To zastosowanie można wprowadzać za pomocą sygnałów **AR LiveLine Mode**, **Tryb Auto SPZ** oraz **Tryb telekontr.**. Podsumowano to na poniższym schemacie.

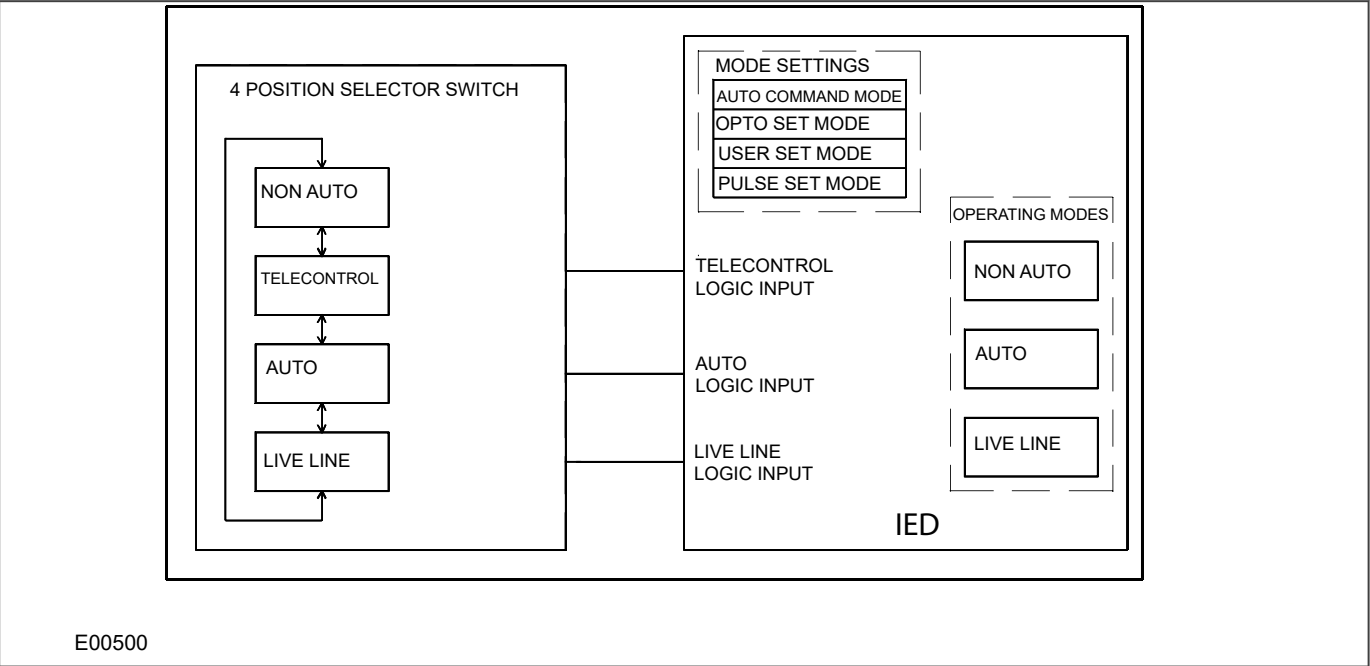


Figure 106: Implementacja czteropozycyjnego przełącznika wyboru

Wymagana tabela prawdziwościowa dla tego układu jest następująca:

Położenie przełącznika	Tryb Auto SPZ	Tryb sterowania zdalnego	Tryb SPZ linii pod napięciem
Nieautomatyczny	0	0	0
Sterowanie zdalne	0 lub impuls SCADA	1	0
Automatyczny	1	0	0
Linia pod napięciem	0	0	1

14.7.1.2 LOGIKA WYBORU TRYBU PRACY

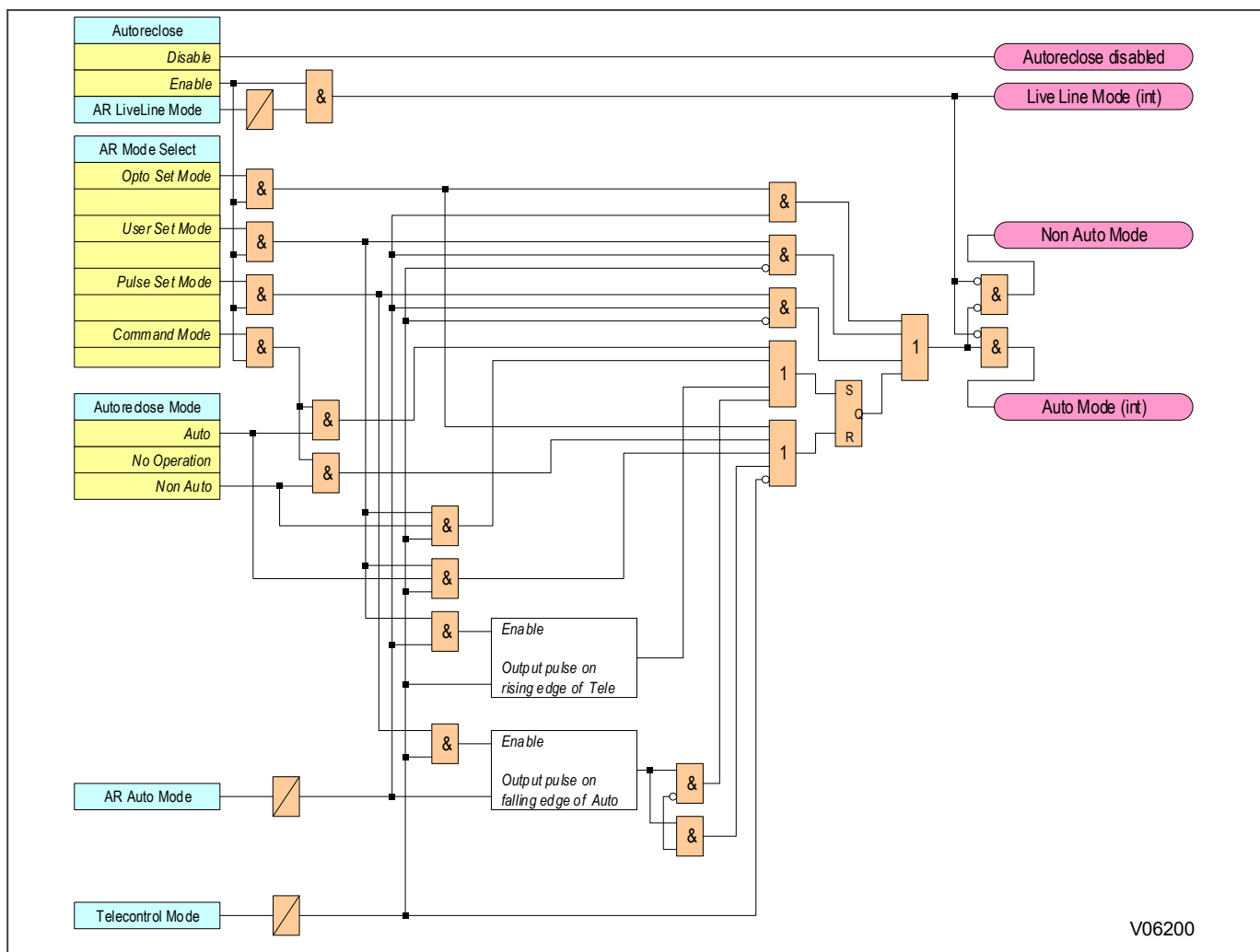


Figure 107: Logika wyboru trybu samoczynnego ponownego załączania

Logika wyboru trybu obejmuje opóźnienie 100 ms dla wejść **Auto Mode**, **Tryb telekontr.** oraz **Linia żywa**, aby zapewnić przewidywalną zmianę trybów pracy. Jest to szczególnie ważne w przypadku, gdy przełącznik czteropozycyjny nie ma zestyków przełącznych bezprzerwowych. Ta logika gwarantuje także, że gdy przełącznik zostanie przełączony z pozycji automatycznej lub nieautomatycznej na sterowanie zdalne, schemat pozostanie w poprzednio wybranym trybie (automatyczny lub nieautomatyczny), dopóki przy użyciu sterowania zdalnego nie zostanie wybrany inny tryb.

W zastosowaniach, w których tryb pracy linii pod napięciem oraz zdalny wybór trybów automatycznego/nieautomatycznego nie jest wymagany, można użyć prostego dwupozycyjnego przełącznika wyboru, aby aktywować wejście **Tryb Auto**. W tym przypadku wejścia **Linia żywa** oraz **Tryb telekontr.** byłyby nieużywane.

14.7.1.3 INICJACJA SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA

Samoczynne ponowne załączanie zazwyczaj jest inicjowane przez funkcję wewnętrznego zabezpieczenia urządzenia IED. Można zaprogramować różne etapy zabezpieczenia nadprądowego fazowego oraz ziemnozwarciowego, aby inicjować lub blokować funkcję głównego samoczynnego ponownego załączania. Etapy czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego mogą być także programowane do inicjowania lub blokowania funkcji głównego samoczynnego ponownego załączania lub funkcji samoczynnego ponownego załączania SEF.

Powiązane ustawienia można znaleźć w ścieżce **AUTORECLOSE\AR INITIATE**.

Na przykład:

Jeżeli parametr **Phase IOC 1** jest ustawiony na *Inic Glown SPZ*, działanie etapu zabezpieczenia **Phase IOC 1** zainicjuje samoczynne ponowne załączenie.

Jeżeli parametr **ISEF IOC>1 AR** ustawiony jest na *No Action*, działanie etapu zabezpieczenia **ISEF>1** doprowadzi do wyzwolenia wyłącznika, ale nie spowoduje ponownego załączenia. W przeciwnym razie można tego użyć do inicjowania głównego samoczynnego ponownego załączania lub samoczynnego ponownego załączania SEF.

Uwaga:

Wyboru należy dokonać dla każdego etapu zabezpieczenia, który jest włączony.

Oddzielne urządzenie zabezpieczające także może inicjować samoczynne ponowne załączenie. Samoczynne ponowne załączenie można inicjować z wyzwolenia zabezpieczenia lub gdy wymagana jest koordynacja kolejności z rozpoczęcia zabezpieczenia. Jeżeli wymagane jest zewnętrzne wyzwolenie samoczynnego ponownego załączania, następujące sygnały DDB należy zmapować do wejść optycznych:

- **SPZ WYL zew**
- **Pob.SPZ zew** (jeżeli dotyczy)

Dodatkowo ustawienie **Zew zabzp** powinno mieć wartość *Inic Glown SPZ*.

Chociaż uruchomienie zabezpieczenia oraz wyzwolenie zabezpieczenia mogą inicjować cykl AR, zanim sygnał inicjacji zostanie wysłany, wciąż wymagane jest przeprowadzenie kilku kontroli. Niektóre z nich wymieniono poniżej:

- Wybrano tryb **Auto Mode** (Tryb Auto)
- Tryb **Live line mode** (Tryb linii akt.) jest wyłączony
- Liczba prób głównego zabezpieczenia oraz SEF nie została osiągnięta
- Włączono koordynację kolejności (do uruchomienia zabezpieczenia w celu inicjacji SPZ. To nie jest wymagane, jeżeli inicjację przeprowadza wyzwolenie zabezpieczenia)
- Sygnał DDB **WYL in Betrieb** jest wysoki

Uwaga:

*Właściwe wyzwolenie zabezpieczenia musi zostać zmapowane do sygnału DDB **Kom. WYL wej**.*

14.7.1.3.1 LOGIKA SYGNAŁU URUCHOMIENIA

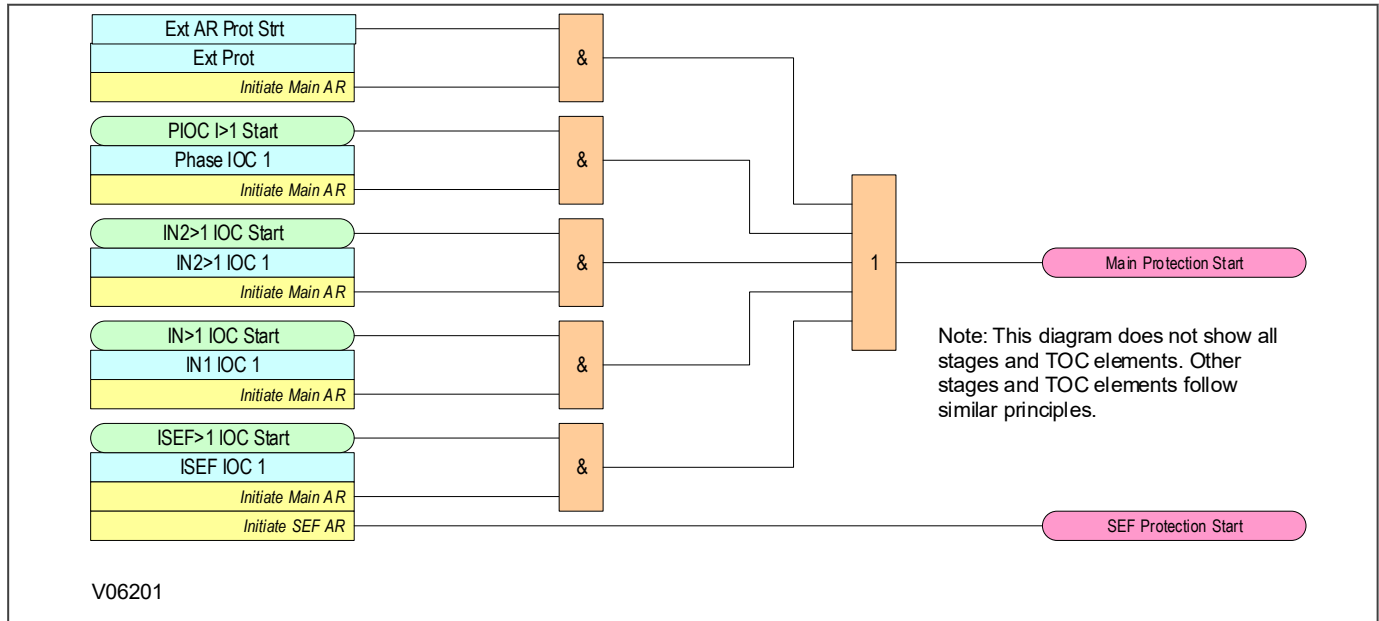


Figure 108: Logika sygnału uruchomienia

14.7.1.3.2 LOGIKA SYGNAŁU WYZWOLENIA

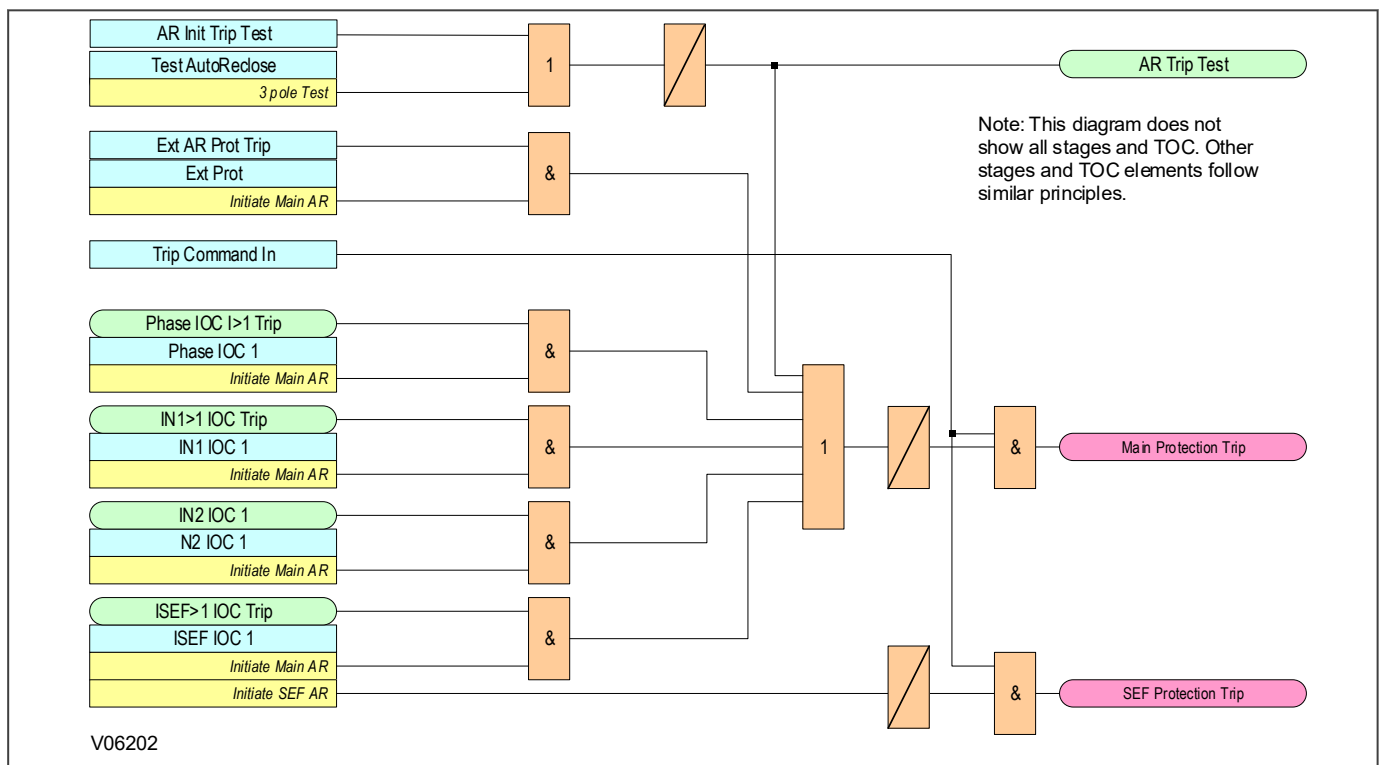


Figure 109: Logika sygnału wyzwolenia

14.7.1.3.3 LOGIKA SYGNAŁU BLOKOWANIA

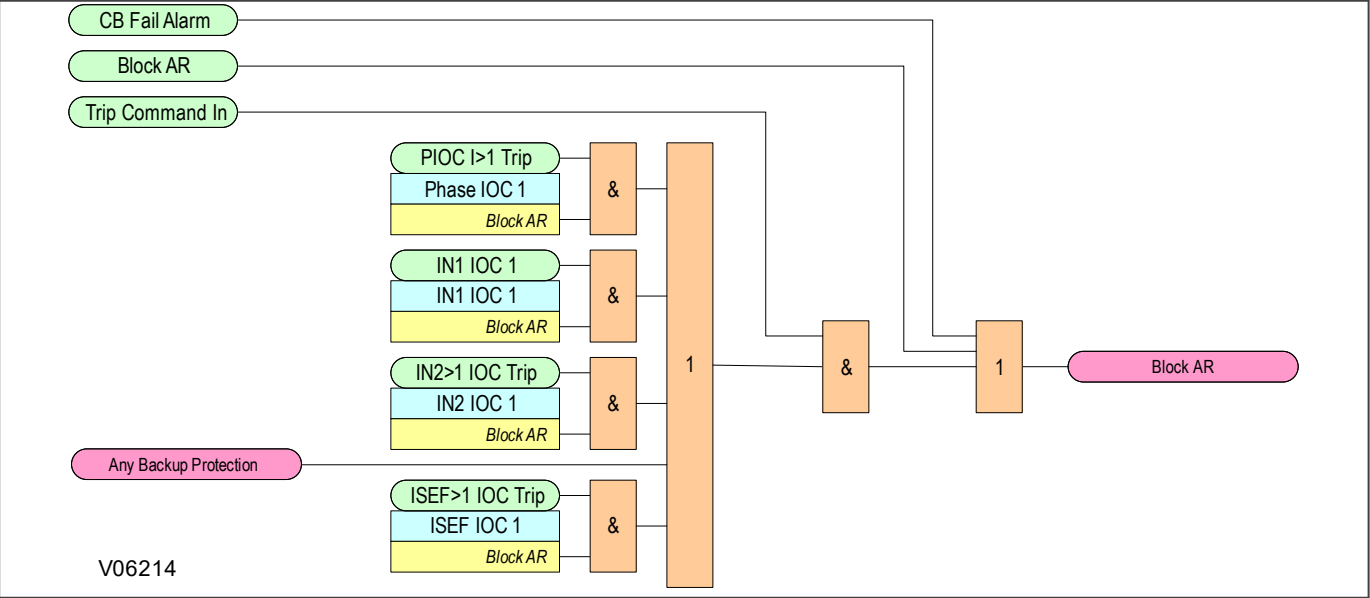


Figure 110: Logika sygnału blokowania

14.7.1.3.4 LOGIKA PRZEKROCZONYCH PRÓB

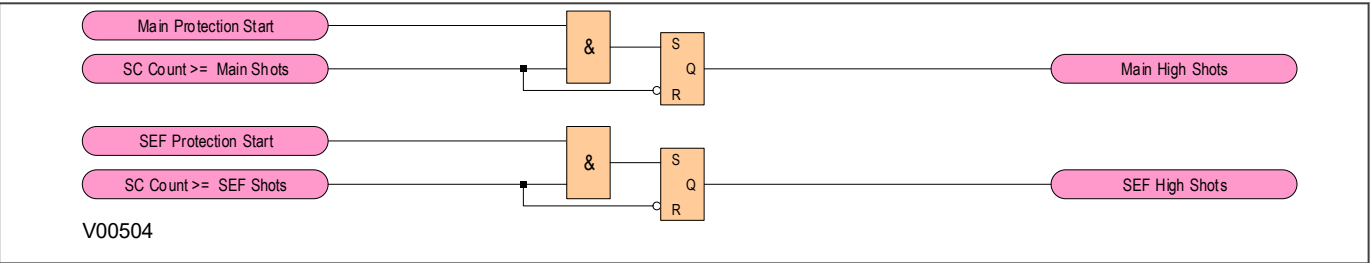


Figure 111: Logika przekroczonych prób

14.7.1.3.5 LOGIKA INICJOWANIA SPZ

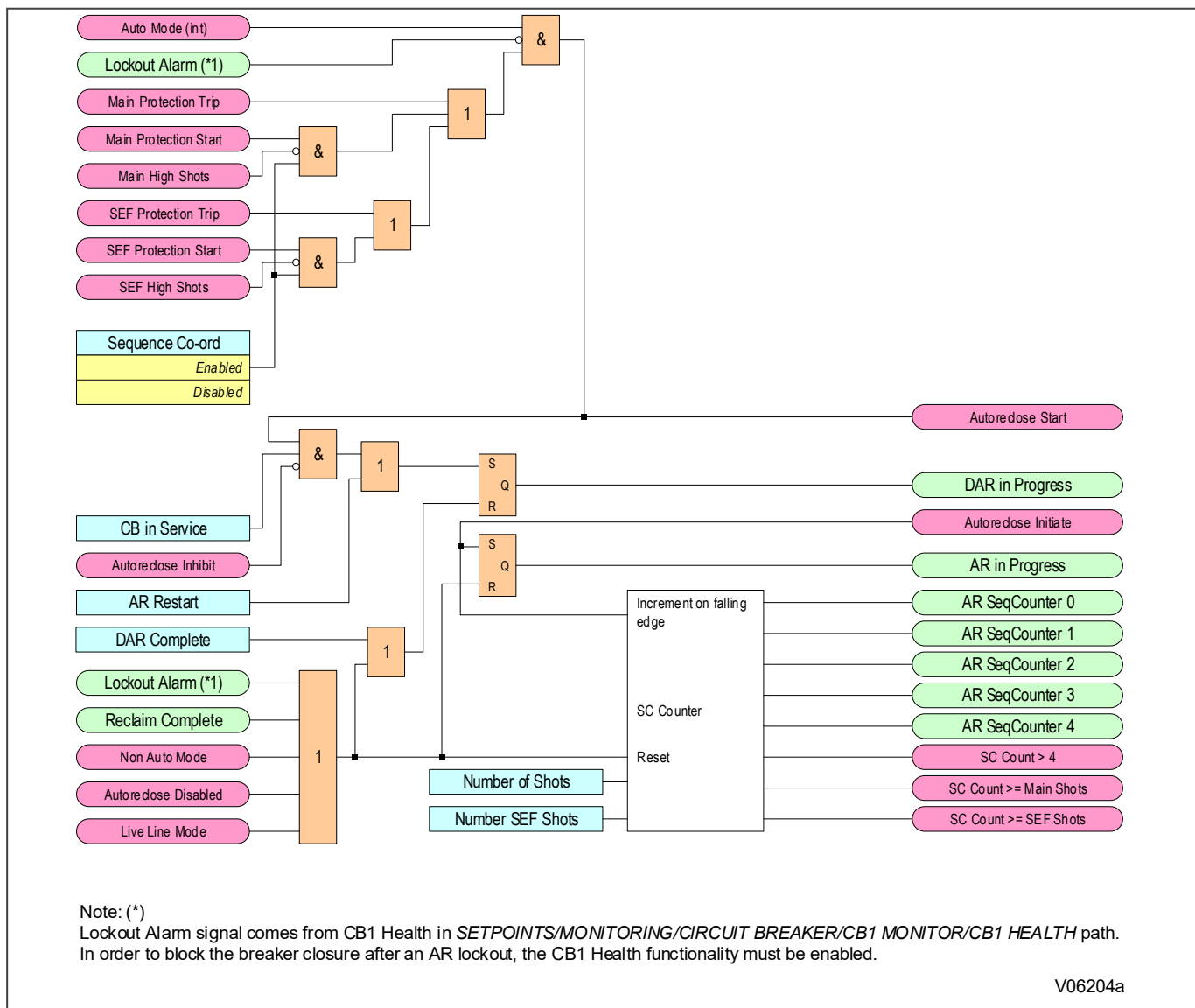


Figure 112: Logika inicjowania SPZ

14.7.1.4 BŁOKOWANIE ZABEZPIECZENIA CHWILOWEGO DLA WYBRANYCH WYZWOŁEŃ ZABEZPIECZENIA

Zabezpieczenie chwilowe może być blokowane bądź nieblokowane dla każdego wyzwolenia w cyklu samoczynnego ponownego załączania. Wybiera się to w ustawieniach **Trip (n) Main** oraz **Trip (n) SEF**, gdzie n oznacza liczbę wyzwoleń w cyklu samoczynnego ponownego załączania. Pozwala to na selektywne blokowanie elementów chwilowych zabezpieczenia fazowego, ziemnozwarciowego oraz SEF w sekwencji wyzwalań wyłącznika. Jeśli na przykład parametr **Glow OW 1** jest ustawiony na *Nie Blok*, a **Glow OW 2** jest ustawiony na *Block Inst Prot*, elementy chwilowe zabezpieczenia fazowego i ziemnozwarciowego będą dostępne w przypadku pierwszego wyzwolenia, ale później, w przypadku drugiego wyzwolenia zostaną zablokowane podczas cyklu samoczynnego ponownego załączania. Logikę tego działania przedstawiono poniżej.

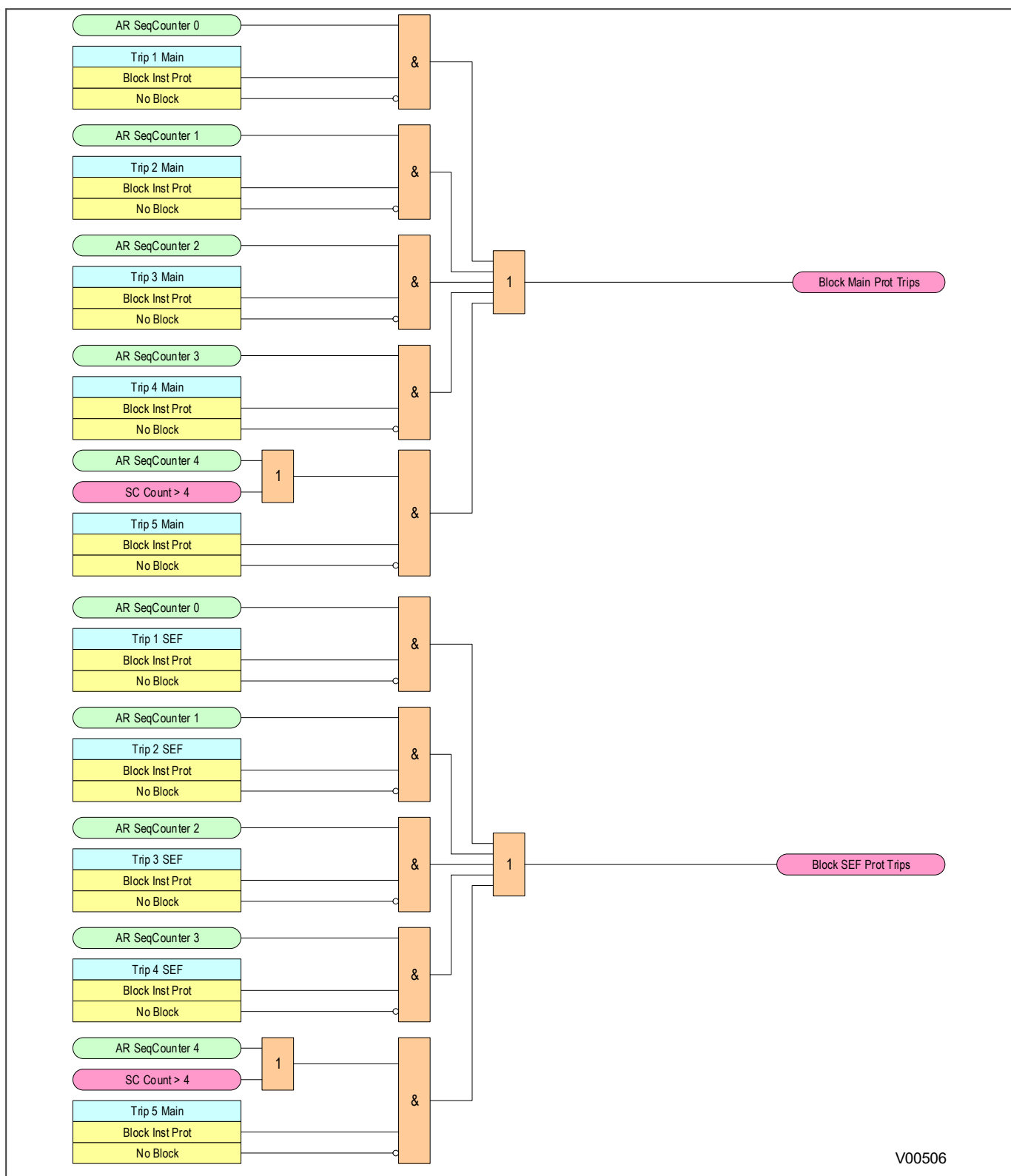


Figure 113: Blokowanie zabezpieczenia chwilowego dla wybranych wyzwoleń zabezpieczenia

14.7.1.5 BLOKOWANIE ZABEZPIECZENIA CHWILOWEGO Z POWODU BLOKADY

Zabezpieczenie chwilowe także może zostać zablokowane w określonych warunkach blokady:

Blokuje się je, gdy licznik blokady na potrzeby konserwacji wyłącznika lub blokada nadmiernej częstotliwości zwarcia osiągnęły przedostatnią wartość.

Jeśli na przykład ustawienie **Bik.LB zadz.WYL** w **SETPOINTS\MONITORING\CIRCUIT BREAKER\CB 1 MONITOR\CB1 HEALTH\FUNCTION** ma wartość 100, zabezpieczenie chwilowe może zostać zablokowane, aby zagwarantować, że ostatnie wyzwolenie wyłącznika przed blokadą będzie wynikać z zadziałania zabezpieczenia selektywnego. Steruje się tym za pomocą ustawienia **Bik.SPZ UN** (Blokada na potrzeby konserwacji nadmiernej częstotliwości zwarcia). Jeżeli parametr ten zostanie ustawiony na *Block Inst Prot*, zabezpieczenie chwilowe zostanie zablokowane dla ostatniego wyzwolenia wyłącznika, zanim nastąpi blokada.

Zabezpieczenie chwilowe można także zablokować, gdy urządzenie IED jest zablokowane. W tym celu należy użyć ustawienia **Bik.SPZ**. Można także je zablokować po ręcznym załączeniu przy użyciu ustawienia **Reczn Zal..** Gdy urządzenie IED pracuje w trybie nieautomatycznym, można je zablokować za pomocą ustawienia **SPZ odst..** Logikę tych funkcji przedstawiono poniżej.

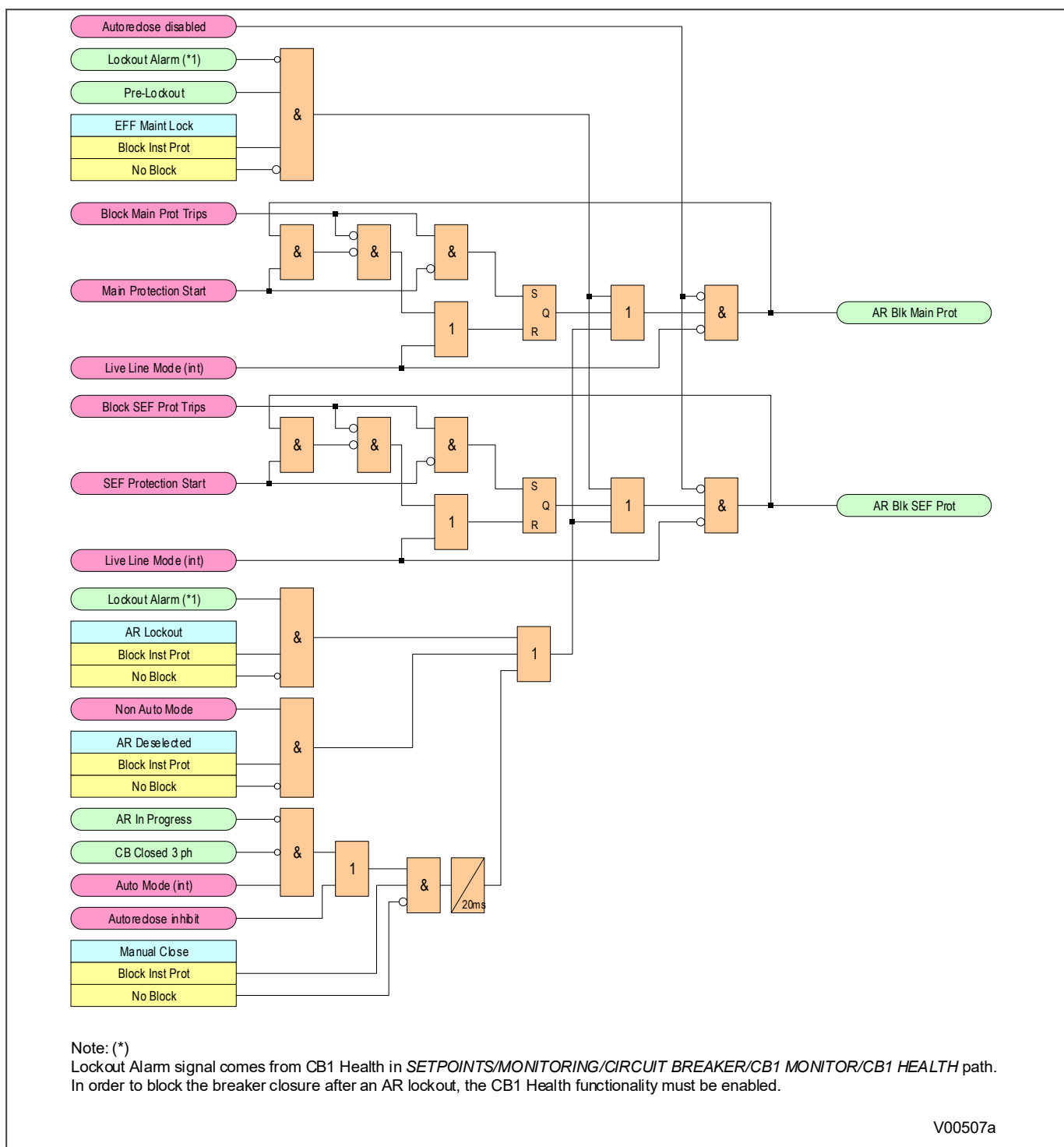


Figure 114: Blokowanie zabezpieczenia chwilowego z powodu blokady

14.7.1.6 STEROWANIE PRZERWĄ BEZNAPIĘCIOWĄ

Gdy włączone jest ustawienie **CS AR Immediate**, dopuszczalne jest natychmiastowe ponowne załączenie wyłącznika pod warunkiem, że obie strony wyłącznika są pod napięciem oraz zsynchronizowane w dowolnym momencie od rozpoczęcia przerwy beznapięciowej. To pozwala na szybsze przywrócenie obciążenia, ponieważ nie wymaga czekania na zakończenie pełnego okresu przerwy beznapięciowej.

Jeżeli opcja **KS SPZ Od razu** jest wyłączona albo ani linia, ani szyna nie są pod napięciem, timer przerwy beznapięciowej będzie działać dalej, jeżeli sygnał **DeadTimeEnabled** jest wysoki. Funkcja **DeadTimeEnabled**

mogłaby zostać zmapowana do wejścia optycznego, aby wskazać, że wyłącznik działa poprawnie. Mapowanie funkcji **DeadTimeEnabled** w edytorze równań FlexLogic zwiększa elastyczność przez dozwoleńie wyzwolenia przez inne warunki, takie jak linia pod napięciem / szyna w stanie beznapięciowym. Jeżeli funkcja **DeadTimeEnabled** nie jest mapowana w edytorze równań FlexLogic, jest ustawiona na *On* (Wł.), aby przerwa beznapięciowa mogła trwać.

Logikę sterowania przerwą beznapięciową przedstawiono poniżej.

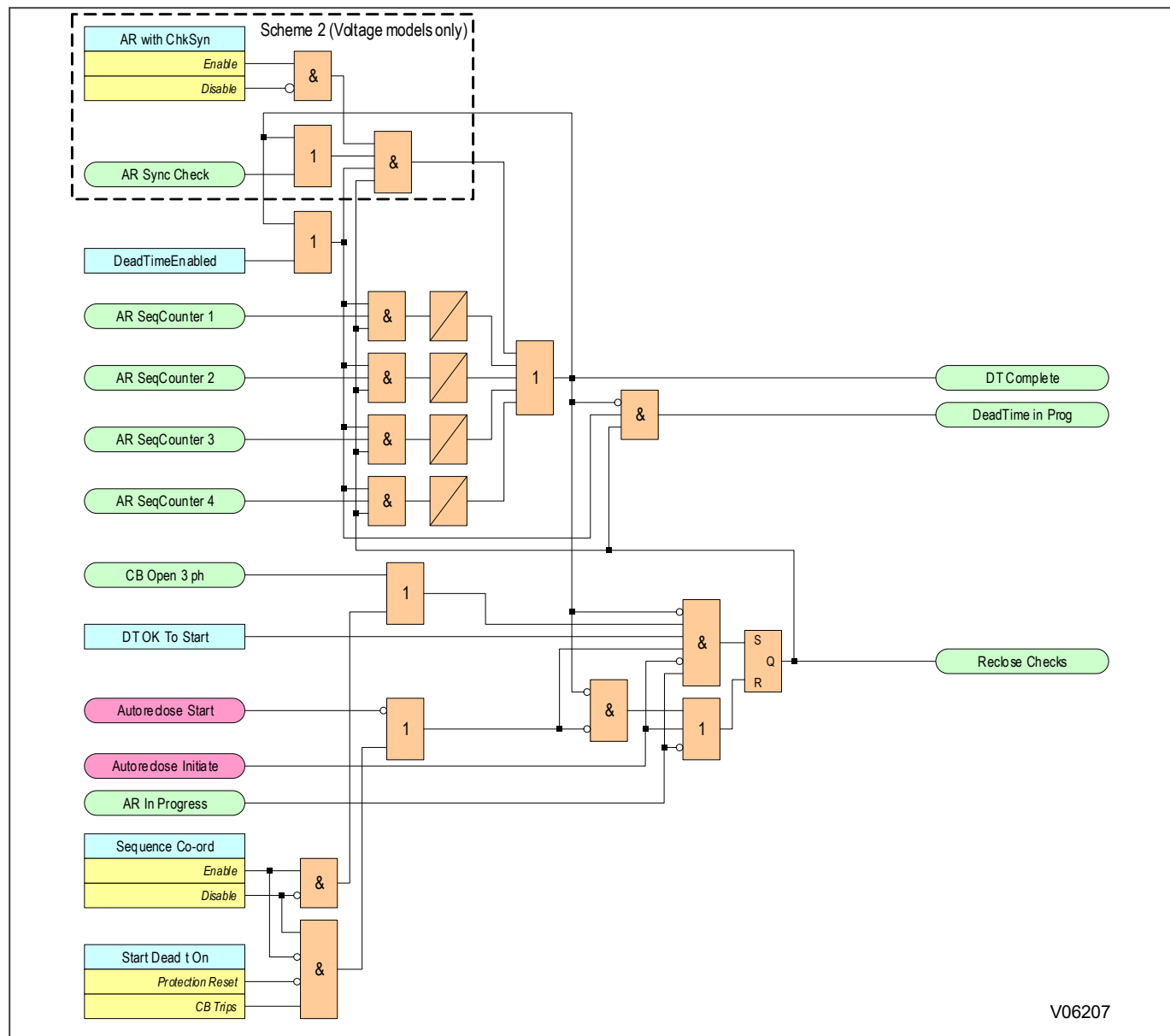


Figure 115: Logika sterowania przerwą beznapięciową

14.7.1.6.1 STEROWANIE ZAŁĄCZANIEM WYŁĄCZNIKA SPZ

Po upływie przerwy beznapięciowej lub potwierdzeniu kontroli synchronizmu dawany jest sygnał **Auto Zamkn** pod warunkiem, że spełnione są oba warunki: **WYL Sprawny** oraz **KONTR.YSTEMU**. Sygnał **Auto Zamkn** uruchamia polecenie załączenia wyłącznika przez funkcję sterowania wyłącznikiem.

Logika sterowania załączaniem wyłącznika SPZ wygląda następująco:

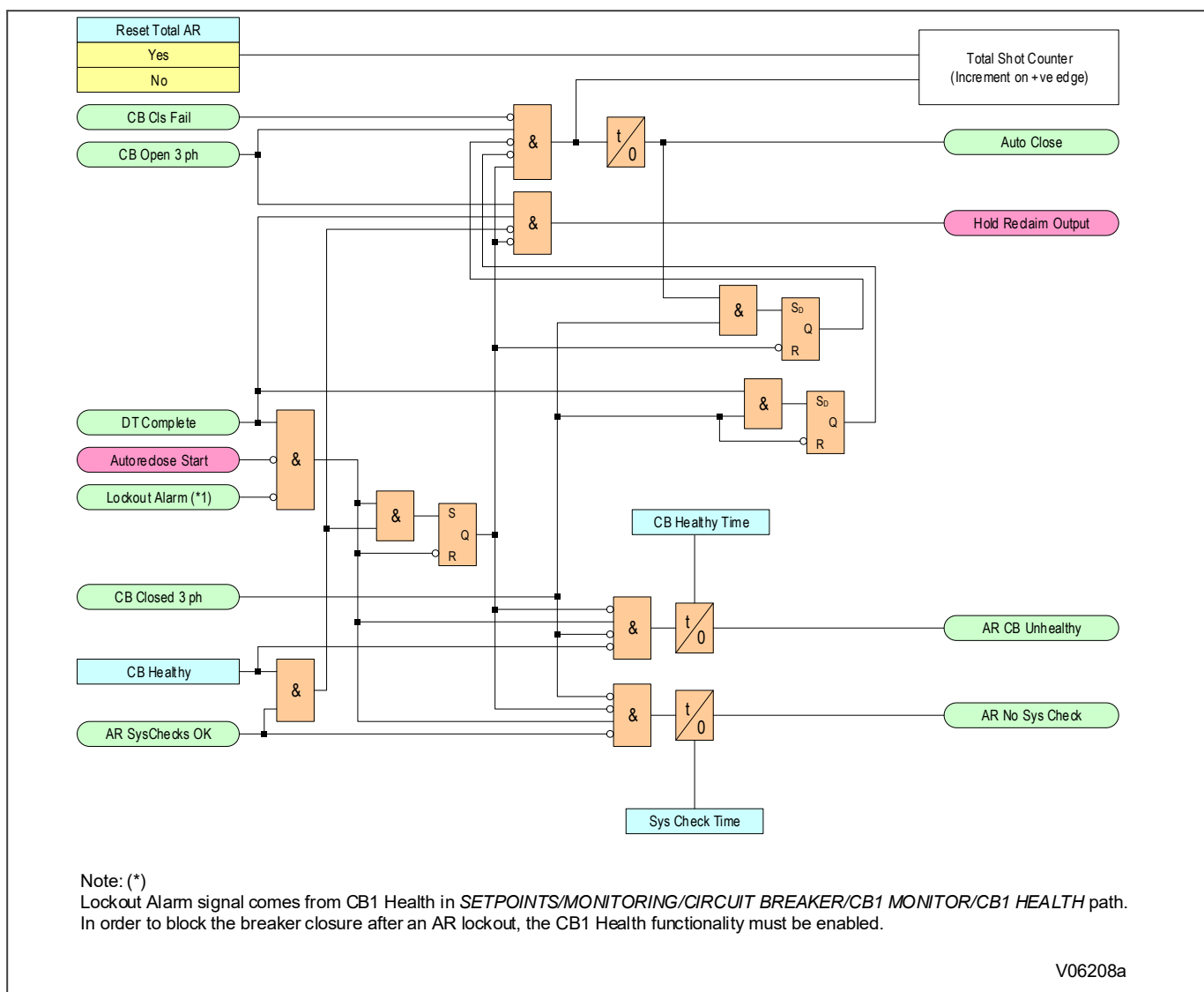


Figure 116: Logika sterowania załączaniem wyłącznika SPZ

14.7.1.7 KONTROLE SYSTEMU SPZ

Pozwolenie na zainicjowanie samoczynnego ponownego załączania zależy od następujących ustawień kontroli systemu SPZ. Można je znaleźć w ścieżce (AUTORECLOSE w sekcji AR SYS CHECKS).

Sygnały kontroli systemu *AR SYSTEM CHECKS* to:

- **Live/Dead Ccts**: po włączeniu ustawienie to daje sygnał **AR Check OK**, gdy sygnał **LiveDead Ccts OK** jest wysoki. To wejście logiczne DDB byłoby zwykle mapowane w edytorze równań Flexlogic do odpowiednich kombinacji sygnałów linii pod napięciem, linii w stanie beznapięciowym, szyny pod napięciem i szyny w stanie beznapięciowym.
- **Bez kontr Sys**: po włączeniu to ustawienie całkowicie wyłącza kontrole systemu, w ten sposób dopuszczając inicjację samoczynnego ponownego załączania w dowolnych warunkach systemu.
- **KS pierw zał**: może być używane do wyłączenia kontroli systemu przy pierwszej próbie samoczynnego ponownego załączania.
- **SPZ z KS**: zezwala na samoczynne ponowne załączanie, gdy system spełni ustawienia kontroli synchronizmu Check Sync Stage 1 (CS1) w menu głównym *SYSTEM CHECKS* (Kontrola systemu).

Logika kontroli systemu SPZ wygląda następująco:

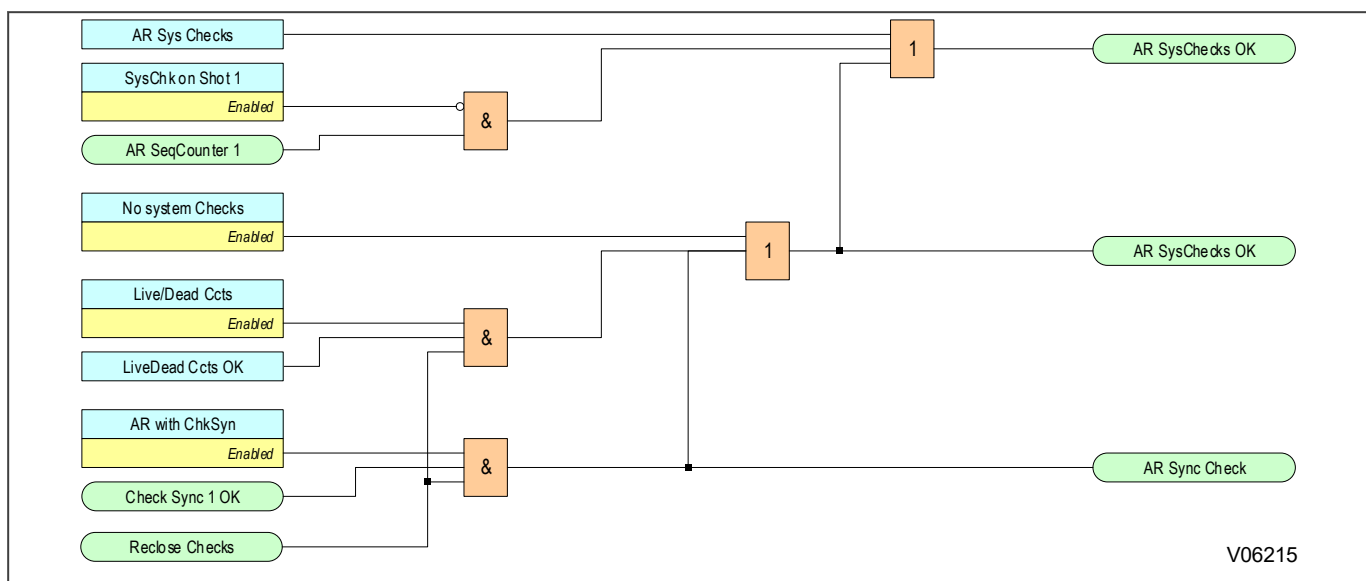


Figure 117: Logika kontroli systemu SPZ

14.7.1.8 INICJOWANIE TIMERA REGENERACJI

Ustawienie **Zew t zbrojen** pozwala użytkownikowi kontrolować, czy timer jest zawieszony na stykach rozruchowych zabezpieczenia czy nie. Gdy używane jest ustawienie *Brak zadziania*, timer regeneracji działa od chwili załączenia wyłącznika i będzie działać do upływu czasu timera. Dlatego **Czas zbrojenia** musi być ustawiony na wartość przekraczającą czas pracy zabezpieczenia zwłocznego, aby zagwarantować, że zabezpieczenie zadziała, zanim funkcja samoczynnego ponownego załączania zostanie zresetowana.

W niektórych zastosowaniach warto ustawić **Zew t zbrojen** na *Przy Pob. Zab.* Ta funkcja umożliwia zawieszenie działania timera regeneracji po ponownym załączeniu wyłącznika sygnałem z uruchomienia głównego zabezpieczenia lub sygnałami uruchomienia zabezpieczenia SEF. Ta funkcja gwarantuje, że czas regeneracji nie upłynie i nie spowoduje resetu samoczynnego ponownego załączania przed zadziałaniem zabezpieczenia zwłocznego.

Z uwagi na to, że timer regeneracji będzie zawieszony, nie ma potrzeby stosowania ustawienia timera przewyższającego czas pracy zabezpieczenia, dlatego można użyć krótkiego czasu regeneracji. Ustawienia krótkiego czasu regeneracji mogą pomóc w zapobieganiu zbędnemu blokowaniu następujących po sobie w krótkim czasie zwarć przejściowych, na przykład podczas burzy z wyładowaniami.

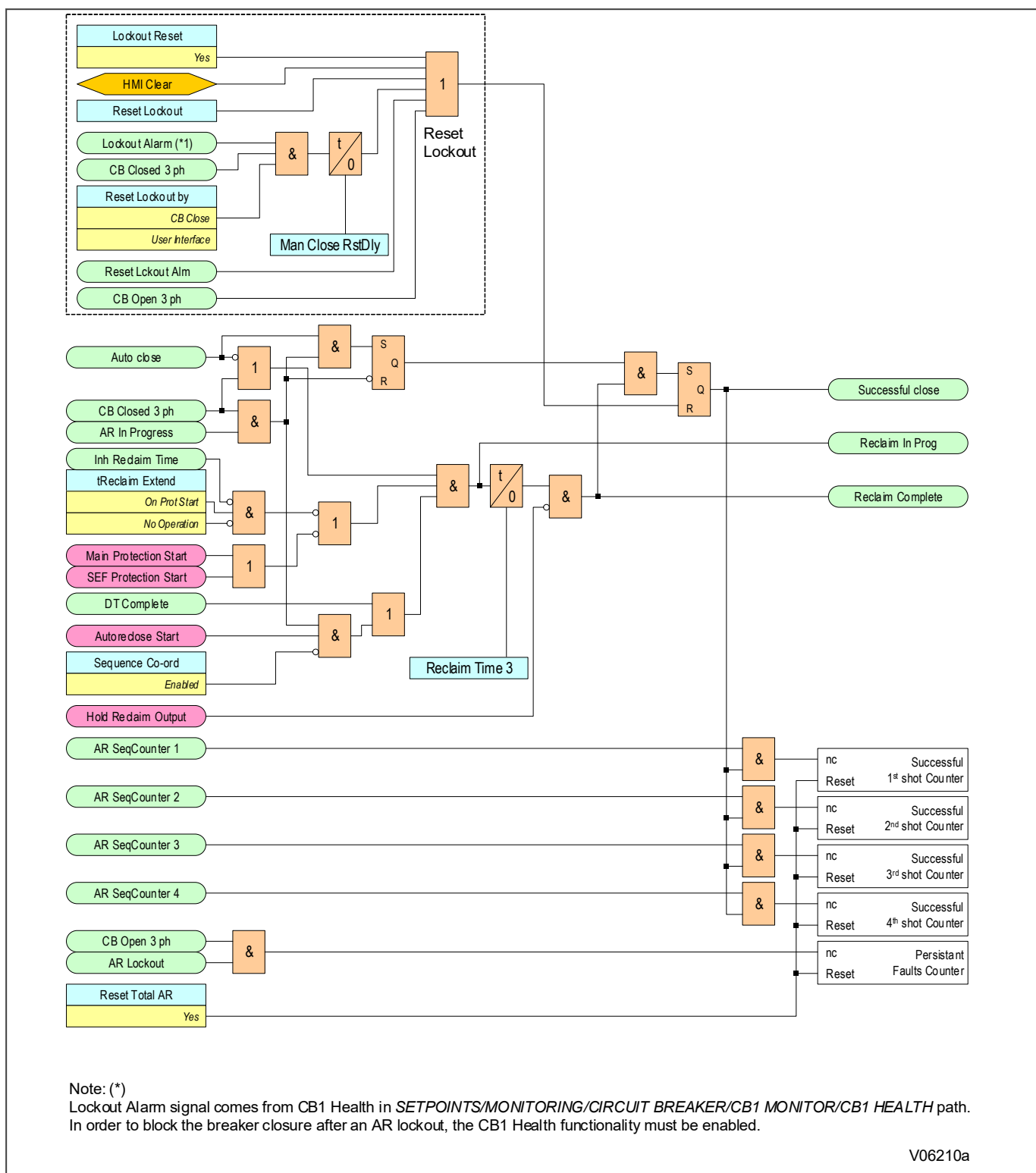


Figure 118: Logika czasu regeneracji

14.7.1.9 BLOKOWANIE SAMOCZYNNEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZANIA

Aby zagwarantować, że samoczynne ponowne załączanie nie zostanie zainicjowane dla ręcznego załączenia wyłącznika w przypadku wcześniej istniejącego zwarcia (Włączenie na zwarcie), w ustawieniu **SPZ przy ReczZal** można wybrać wartość Inhibited (Zablokowane). Przy tym ustawieniu inicjacja samoczynnego ponownego

załączania jest zablokowana przez okres równy ustawieniu **SPZ czas blokady** po ręcznym załączeniu wyłącznika. Logika blokowania SPZ jest następująca:

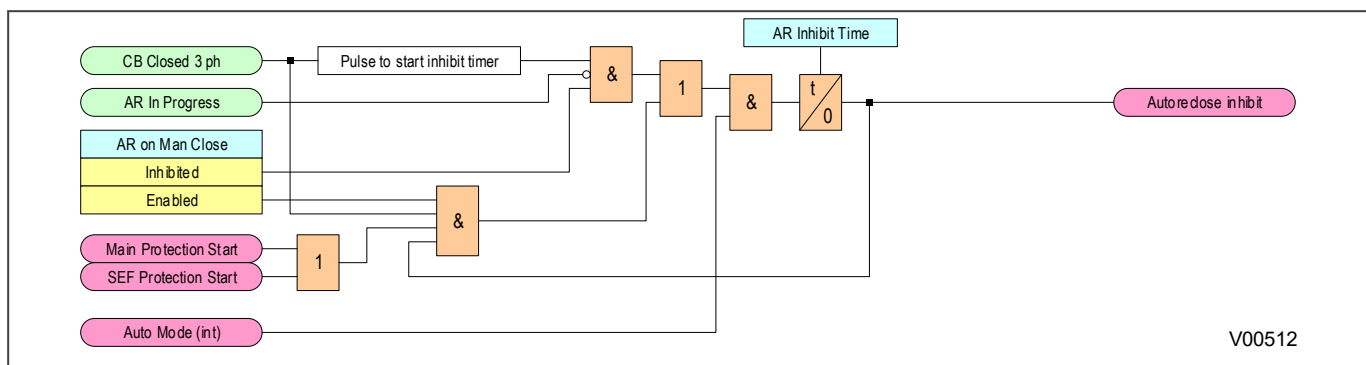


Figure 119: Blokowanie inicjowania SPZ

Jeżeli zabezpieczenie zadziała podczas blokady, funkcja samoczynnego ponownego załączenia nie zostanie zainicjowana. Dodatkową opcję zapewnia ustawienie **Recz Zal Zakl**. Jeżeli wybrana zostanie opcja *Blokady*, samoczynne ponowne załączenie jest zablokowane (**Blk. SPZ**) na zwarcie podczas okresu blokowania po ręcznym załączeniu wyłącznika. Jeżeli **Recz Zal Zakl** ustawi się na *Bez Blk.*, wyłącznik jest wyzwalany bez ponownego załączenia, ale samoczynne ponowne załączenie nie jest zablokowane.

Może zająć potrzeba zablokowania wybranego zabezpieczenia nieselektywnego, aby uzyskać w pełni selektywne wyzwolenie zabezpieczenia podczas okresu blokowania inicjowania SPZ po ręcznym załączeniu wyłącznika. W tym celu w ustawieniu **Manual Close** można wybrać opcję *Block Inst Prot.* Ustawienie *Nie Blok* włączy wszystkie elementy zabezpieczające natychmiast po załączeniu wyłącznika.

Jeżeli ustawienie **SPZ przy ReczZal** ma wartość *Zalaczone*, samoczynne ponowne załączenie można zainicjować natychmiast po załączeniu wyłącznika, a ustawienia **SPZ czas blokady**, **Recz Zal Zakl** oraz **Reczn Zal.** będą nieistotne.

14.7.1.10 BLOKADA SPZ

Jeżeli zabezpieczenie działa podczas okresu regeneracji po ostatniej próbie ponownego załączenia, urządzenie IED jest doprowadzone do blokady, a funkcja samoczynnego ponownego załączenia jest wyłączona do czasu zresetowania stanu blokady. To powoduje wyświetlenie alarmu **AR Lockout**. Wejście **Blokowanie SPZ** blokuje samoczynne ponowne załączenie i powoduje blokadę, gdy samoczynne ponowne załączenie jest w toku.

Blokada samoczynnego ponownego załączenia może być także wywołana nieudanym załączeniem wyłącznika z uwagi na niewłaściwie działający wyłącznik (sprężyny wyłącznika nie są naładowane lub występuje niskie ciśnienie gazu) albo brakiem synchronizacji między napięciami systemu. Te dwa stany są sygnalizowane alarmami **CB Unhealthy** oraz **SPZ brak kontr s**. Przedstawiono to na schemacie logicznym blokady SPZ poniżej:

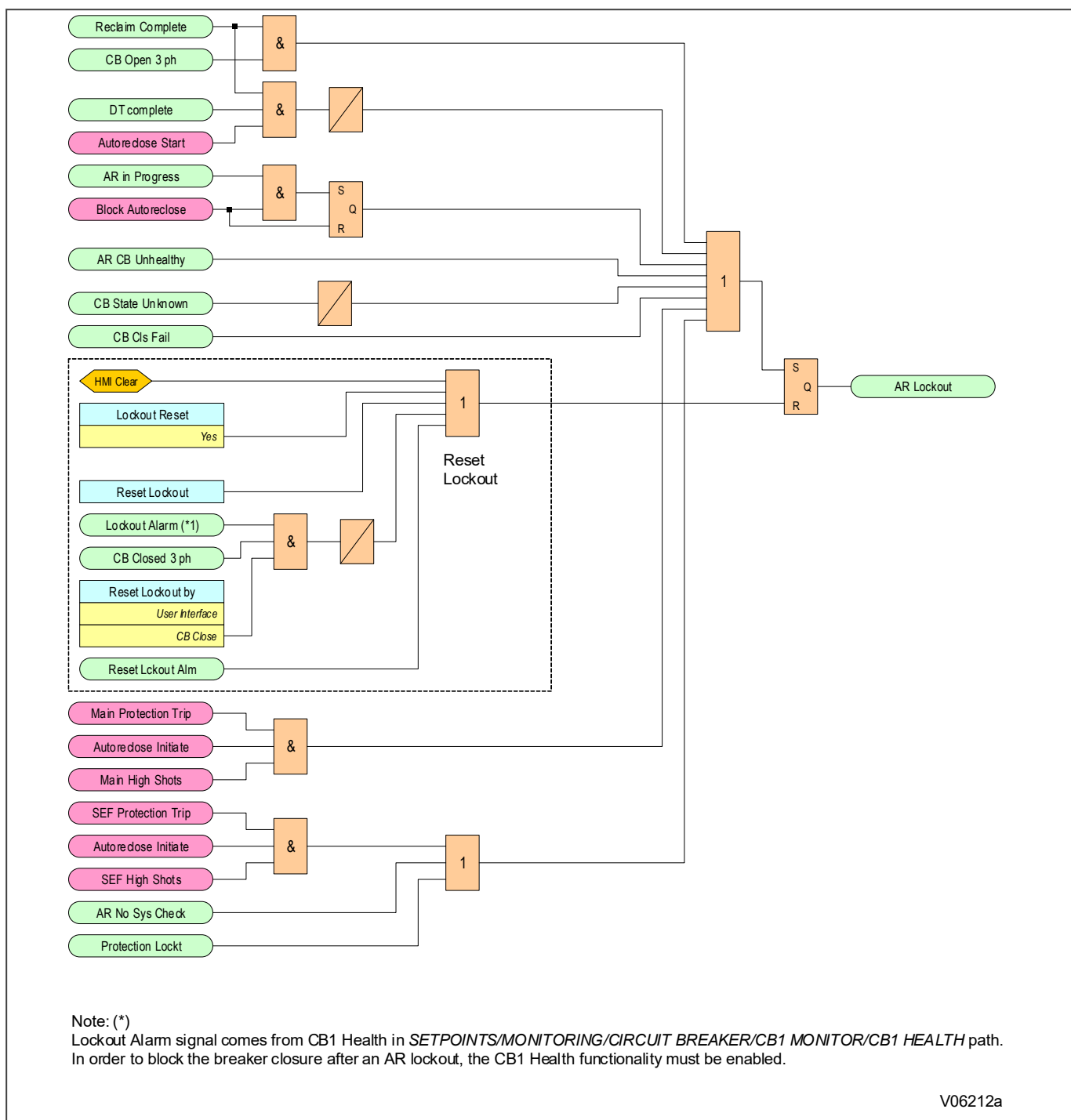


Figure 120: Logika blokady ogólnej

Blokada samoczynnego ponownego załączania może również wynikać z działania zabezpieczającego, gdy urządzenie IED pracuje w trybie linii pod napięciem lub nieautomatycznej, kiedy ustawienie **OW SPZ Nieakt.** ma wartość *Blokady*. Blokada samoczynnego ponownego załączania może również wynikać z działania zabezpieczającego po ręcznym załączeniu podczas czasu blokady **SPZ czas blokady**, gdy ustawienie **Recz Zal Zakl** ma wartość *Lockout*. Wygląda to następująco:

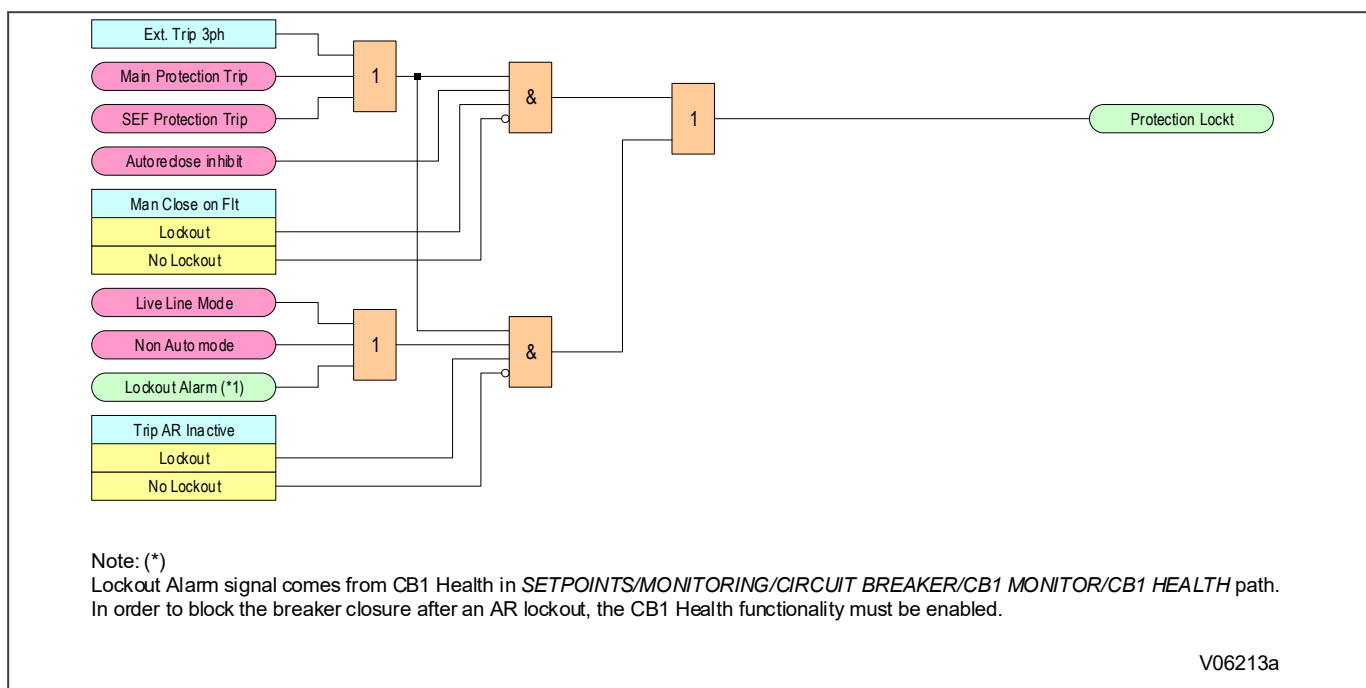


Figure 121: Blokada wyzwolenia zabezpieczenia, gdy automatyczne ponowne załączanie nie jest dostępne

Wejście **Reset Lockout** może być używane do resetowania funkcji samoczynnego ponownego załączania po zablokowaniu i resetowania alarmów samoczynnego ponownego załączania pod warunkiem, że sygnały, które zainicjowały blokadę, zostały usunięte. Blokadę można także zresetować klawiszem czyszczenia Clear lub poleceniem **Lockout Reset** (Kas Blk).

Ustawienie **Reset Lockout by** (Reset blokady po) jest używane do włączania lub wyłączania resetowania blokady automatycznie po ręcznym załączeniu po upływie czasu na załączenie ręczne **Man Close RstDly** lub do włączania/wyłączania resetowania blokady, gdy urządzenie pracuje w trybie nieautomatycznym. Metody resetowania blokady podsumowano w poniższej tabeli:

Metoda resetowania blokady	Kiedy jest dostępna?
Interfejs użytkownika, klawisz Clear. Uwaga: to spowoduje także reset wszystkich innych flag zabezpieczenia	Zawsze
Interfejs użytkownika, polecenie Lockout Reset	Zawsze
Wejście optyczne, reset blokady	Zawsze
Po pomyślnym załączeniu ręcznym, jeżeli Kas blok przez ustawiono na <i>WYL zamknięty</i> .	Tylko gdy jest ustawione
Wybór trybu nieautomatycznego, pod warunkiem że Kas blok przez ustawiono na <i>Wyb.nie-auto</i>	Tylko gdy jest ustawione

14.7.1.11 KOORDYNACJA KOLEJNOŚCI

Ustawienie **Sequence Co-ord** w menu **AUTORECLOSE** pozwala na koordynację kolejności z innymi urządzeniami zabezpieczającymi, takimi jak urządzenia ponownego załączania po stronie powrotu montowane na słupie.

Sygnały uruchomienia głównego zabezpieczenia lub zabezpieczenia SEF wskazują, kiedy występuje prąd zwarcia, zwiększają liczbę sekwencji o jeden i rozpoczynają przerwę beznapięciową, niezależnie od tego, czy wyłącznik jest otwarty czy zamknięty. Gdy przerwa beznapięciowa się zakończy, a wejścia uruchomienia zabezpieczenia będą niskie, inicjowany jest timer regeneracji.

Należy zaprogramować urządzenia IED samoczynnego ponownego załączania po stronie zasilania i po stronie powrotu na taką samą liczbę prób blokady i liczbę chwilowych wyzwoleń przed wystąpieniem blokady zabezpieczenia chwilowego. Zagwarantuje to, że w przypadku utrzymującego się zwarcia po stronie powrotu oba

urządzenia IED samoczynnego ponownego załączania będą na tej samej sekwencji i zablokują zabezpieczenie chwilowe w tym samym czasie. Gdy koordynacja kolejności jest wyłączona, wyłącznik musi zostać wyzwolony, aby uruchomić przerwę beznapięciową i zwiększyć licznik sekwencji o jeden.

W przypadku używania koordynacji kolejności w niektórych zastosowaniach, takich jak urządzenia ponownego załączania montowane po stronie powrotu na słupie, może być pożądane, aby ponownie włączyć zabezpieczenie chwilowe, gdy urządzenie ponownego załączania zostało zablokowane. Gdy urządzenie ponownego załączania po stronie powrotu zostało zablokowane, nie ma potrzeby selekcji. To pozwala użytkownikowi na zastosowanie wyzwoleń chwilowych, a następnie IDMT i ponownie chwilowych podczas cyklu samoczynnego ponownego załączania. Zabezpieczenie chwilowe może być blokowane bądź nieblokowane dla każdego wyzwolenia w cyklu samoczynnego ponownego załączania przy użyciu ustawień **Trip (n) Main** oraz **Trip (n) SEF**, gdzie n to liczba wyzwoleń w cyklu samoczynnego ponownego załączania.

14.7.1.12 KONTROLE SYSTEMU DO PIERWSZEGO PONOWNEGO ZAŁĄCZENIA

Ustawienie **SysChk on Shot 1** w podmenu **SYSTEM CHECKS** menu **AUTORECLOSE** jest używane do włączenia bądź wyłączenia kontroli systemu przy pierwszej próbie ponownego załączenia w cyklu samoczynnego ponownego załączenia. Może to być preferowane rozwiązanie, gdy zastosowano szybkie samoczynne ponowne załączenie, aby uniknąć dodatkowego czasu na kontrolę synchronizmu. Kolejne próby ponownego załączenia w cyklu składającym się z wielu prób będą jednak nadal wymagały kontroli synchronizmu.

14.8 WYTICZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

14.8.1 LICZBA PRÓB

Nie ma jasnych zasad definiujących liczbę prób dla konkretnego zastosowania. Z zasady sieci średniego napięcia korzystają ze schematów samoczynnego ponownego załączania obejmujących tylko dwie lub trzy próby. Jednak w niektórych krajach i przy specjalnych zastosowaniach używane są schematy obejmujące cztery próby. Schemat z czterema próbami ma tę zaletę, że można ustawić wystarczająco długą końcową przerwę beznapięciową, aby umożliwić przeminięcie burz przed ponownym załączeniem po raz ostatni. Taki układ zapobiega zbędnym blokadom z powodu następujących po sobie przejściowych zwarć.

Zazwyczaj pierwsze wyzwolenie, a czasami drugie będzie skutkiem zadziałania zabezpieczenia chwilowego. Ze względu na to, że większość zwarć jest przejściowa, kolejne wyzwolenia będą opóźnione w czasie, każdy z wydłużoną przerwą beznapięciową, w celu wyeliminowania półtrwałych zwarć.

Ważną kwestią jest zdolność wyłącznika do wykonania kilku operacji wyzwalań i załączania w krótkim odstępie czasu oraz wpływ tych operacji na okres konserwacji obwodu.

W sieciach przesyłowych najwyższych napięć o wysokim poziomie zwarć normalnie stosowane jest tylko jedno ponowne załączenie z uwagi na potencjalne szkody wywołane wielokrotnymi ponownym załączeniami.

14.8.2 USTAWIENIE TIMERA PRZERWY BEZNAPIĘCIOWEJ

Wybór przerwy beznapięciowej zależy od systemu. Głównymi czynnikami wpływającymi na wybór przerwy beznapięciowej są:

- Wymagania dotyczące stabilności i synchronizmu
- Wygoda obsługi
- Obciążenie
- Rodzaj wyłącznika
- Czas dejonizacji zwarcia
- Czas resetowania zabezpieczenia

14.8.2.1 WYMAGANIA DOTYCZĄCE STABILNOŚCI I SYNCHRONIZMU

Może się zdarzyć, że poziom przenoszenia mocy na określonej linii zasilającej jest taki, że systemy na obu końcach linii zasilającej mogą szybko utracić synchronizm, jeśli linia zasilająca zostanie otwarta. W takim przypadku zazwyczaj konieczne jest ponowne załączenie linii zasilającej tak szybko, jak to będzie możliwe, aby nie doszło do utraty synchronizmu. Określa się to mianem szybkiego samoczynnego ponownego załączenia (HSAR). W tej sytuacji ustawienie przerwy beznapięciowej należy dostosować do najkrótszego niezbędnego czasu. To ustawienie czasu powinno być zgodne z ograniczeniami minimalnej przerwy beznapięciowej narzuconymi przez wyłącznik oraz powiązane zabezpieczenie, co powinno wystarczyć, aby umożliwić całkowitą dejonizację ścieżki zwarcia i przywrócenie pełnego poziomu wytrzymałości napięciowej. Typowe wartości przerwy beznapięciowej HSAR wynoszą od 0,3 do 0,5 sekundy.

W ściśle połączonym systemie przesyłowym, w którym alternatywne ścieżki przenoszenia mocy zwykle utrzymują cały system w synchronizacji, nawet gdy otwiera się określona linia zasilająca, lub w promieniowym systemie zasilania, w którym nie ma wpływu na stabilność, często preferowane jest pozostawienie linii zasilającej otwartej przez kilka sekund po eliminacji zwarcia. Pozwala to na ustabilizowanie systemu i zmniejsza szok systemu przy ponownym załączeniu. Nazywa się to wolnym lub opóźnionym samoczynnym ponownym załączeniem (DAR). Ustawienie przerwy beznapięciowej DAR zazwyczaj jest wybierane ze względu na wygodę obsługi.

14.8.2.2 WYGODA OBSŁUGI

Gdy HSAR nie jest wymagane, przerwa beznapięciowa wybrana dla pierwszego ponownego załączenia po wyzwoleniu zwarcia nie ma znaczenia krytycznego. Powinna być na tyle długa, aby umożliwić wygaśnięcie stanów

przejściowych, ale nie tak długa, by powodowała znacznie niedogodności dla konsumentów dotkniętych utratą linii zasilającej. Wybrane ustawienie często zależy od doświadczenia w obsłudze konkretnej linii zasilającej.

Typowe ustawienia pierwszej przerwy beznapięciowej w sieciach dystrybucyjnych 11 kV to od 5 do 10 sekund. W sytuacjach, w których dwa równoległe obwody z jednej podstacji są prowadzone na tych samych wieżach, często ustala się, że przerwy beznapięciowe w obu obwodach są rozłożone w czasie, np. jeden po 5 sekundach, a drugi po 10 sekundach, tak aby oba wyłączniki nie załączały się jednocześnie po zwarciu wpływającym na oba obwody.

W przypadku cykli samoczynnego ponownego załączania obejmujących kilka prób przerwy beznapięciowej przy drugiej próbie i kolejnych zazwyczaj są nie dłuższe niż pierwsza próba, aby zapewnić czas na wygaśnięcie zwarć półtrwałych oraz ponowne naładowanie się wyłącznika. Typowe ustawienia przerwy beznapięciowej drugiej i trzeciej próby to, odpowiednio, 30 sekund i 60 sekund.

14.8.2.3 WYMAGANIA DOTYCZĄCE OBCIĄŻENIA

Niektóre rodzaje obciążeń elektrycznych mogą mieć określone wymagania dotyczące minimalnej i/lub maksymalnej przerwy beznapięciowej, aby zapobiec uszkodzeniom i zminimalizować zakłócenia. Na przykład silniki synchroniczne są w stanie tolerować tylko bardzo krótkie przerwy w zasilaniu bez utraty synchronizmu. W praktyce pożądane jest odłączenie silnika od zasilania w przypadku zwarcia; przerwa beznapięciowa zwykle wystarczyłaby, aby umożliwić kontrolowane wyłączenie. Z drugiej strony silniki indukcyjne mogą wytrzymać przerwy w zasilaniu do zwykle 0,5 sekundy i pomyślnie ponownie przyspieszyć.

14.8.2.4 WYŁĄCZNIK

W przypadku HSAR minimalna przerwa beznapięciowa systemu elektroenergetycznego będzie zależała od minimalnych zwłok czasowych narzuconych przez wyłącznik podczas operacji wyzwalania i ponownego załączania.

Po wyzwoleniu należy poczekać na zresetowanie mechanizmu przed zastosowaniem impulsu załączającego, w przeciwnym razie wyłącznik może nie załączyć się poprawnie. Ten czas resetowania będzie się różnił w zależności od wyłącznika, ale zwykle wynosi 0,1 sekundy.

Po zresetowaniu mechanizmu można zastosować sygnał CB Close (WYL zamknięty). Przedział czasu między włączeniem zasilania mechanizmu załączającego a wykonaniem zestyków nazywany jest czasem załączenia. Elektromagnetyczny mechanizm załączania może zająć do 0,3 sekundy. Z drugiej strony wyłącznik sprężynowy może zamknąć się w mniej niż 0,1 sekundy.

Tam gdzie wymagane jest HSAR, w przypadku większości zastosowań średniego napięcia czas resetowania mechanizmu wyłącznika sam w sobie określa minimalną przerwę beznapięciową. Jest to czas resetowania mechanizmu plus czas załączenia wyłącznika. Mechanizm elektromagnetyczny nie nadaje się do szybkiego samoczynnego ponownego załączania, ponieważ czas załączenia jest na ogół zbyt długi.

W przypadku większości wyłączników po jednym ponownym załączeniu konieczne jest ponowne naładowanie źródła energii mechanizmu załączającego, zanim będzie można dokonać kolejnego ponownego załączenia. W związku z tym przerwa beznapięciowa dla drugiej próby i kolejnych w sekwencji musi być dłuższa niż czas doładowania sprężyny lub ciśnienia gazu.

14.8.2.5 CZAS DEJONIZACJI ZWARCIA

W przypadku HSAR czas dejonizacji zwarcia może być najważniejszym czynnikiem przy rozważaniu przerwy beznapięciowej. Jest to czas potrzebny na rozproszenie się jonizowanego powietrza wokół miejsca zwarcia, aby został przywrócony poziom izolacji powietrza. Nie można tego dokładnie przewidzieć, ale można uzyskać przybliżoną wartość na podstawie następującego wzoru:

$$\text{Czas dejonizacji} = (10,5 + ((\text{napięcie systemu w kV}) / 34,5)) / \text{częstotliwość}$$

Przykłady:

Przy 66 kV 50 Hz, czas dejonizacji wyniesie około 0,25 s

Przy 132 kV 60 Hz, czas dejonizacji wyniesie około 0,29 s

14.8.2.6 CZAS RESETOWANIA ZABEZPIECZENIA

Istotnym jest, aby stopniowane czasowo zabezpieczenie w pełni się zresetowało podczas przerwy beznapięciowej, by po ponownym załączeniu po wystąpieniu zwarcia można było utrzymać odpowiednią dyskryminację czasową. W przypadku HSAR wymagane jest natychmiastowe zresetowanie zabezpieczenia. Jednak na poziomie dystrybucji, gdzie zabezpieczenie składa się głównie z urządzeń nadprądowych i ziemnozwarciowych, czas resetowania zabezpieczenia może nie być natychmiastowy. W przypadku gdy wyłącznik załączy się ponownie w reakcji na zwarcie, a zabezpieczenie nie zostanie całkowicie zresetowane, dyskryminacja może zostać utracona dzięki zabezpieczeniu po stronie powrotu. Aby uniknąć tego stanu, przerwa beznapięciowa musi być ustawiona powyżej najwolniejszego czasu resetowania urządzenia lokalnego lub dowolnego zabezpieczenia po stronie powrotu.

Typowe ustawienia przerwy beznapięciowej 11/33 kV są następujące:

1. przerwa beznapięciowa = 5–10 sekund
2. przerwa beznapięciowa = 30 sekund
3. przerwa beznapięciowa = 60–180 sekund
4. przerwa beznapięciowa = 1–30 minut

14.8.3 USTAWIENIE TIMERA REGENERACJI

Na wybór timera regeneracji wpływa szereg czynników:

- Ciągłość zasilania: długie czasy regeneracji mogą skutkować zbędną blokadą z powodu przejściowych zwarc.
- Doświadczanie incydentalnych zwarc w przeszłości: krótkie czasy regeneracji mogą być wymagane, gdy występuje wysokie prawdopodobieństwo powtarzalnych wyładowań atmosferycznych; pozwala to wyeliminować niepożądane blokady przy zwarcach przemijających.
- Czas ładowania sprężyny: w przypadku HSAR czas regeneracji może być dłuższy niż czas ładowania sprężyny, aby zagwarantować, że w wyłączniku będzie wystarczająca ilość energii do wykonania cyklu wyzwolenie-załączenie-wyzwolenie. W przypadku opóźnionego samoczynnego ponownego załączania nie ma takiej potrzeby, ponieważ przerwa beznapięciowa może zostać wydłużona o dodatkowe okienko czasowe sprawdzenia poprawności działania wyłącznika, jeżeli poziom energii w wyłączniku będzie niewystarczający. Jeżeli po okienku czasowym kontroli poziom energii będzie niewystarczający, urządzenie IED zablokuje się.
- Konserwacja aparatury łączeniowej: nadmierna liczba operacji wynikająca z krótkich czasów regeneracji oznacza krótsze odstępy czasu pomiędzy kolejnymi przeglądami konserwacyjnymi. Minimalny czas regeneracji wynoszący więcej niż 5 s może być wymagany dla zapewnienia wyłącznikowi czasu potrzebnego do powrotu do stanu normalnego po wyłączeniu i załączeniu, zanim będzie mógł on wykonać kolejny cykl wyzwolenie-zamknięcie-wyzwolenie. Czas ten będzie zależał od oceny obciążenia wyłącznika.

Czas regeneracji musi być wystarczająco długi, aby umożliwić działanie dowolnego zabezpieczenia zwłocznego inicjującego samoczynne ponowne załączenie. Niezastosowanie się do tego spowoduje przedwczesne zresetowanie schematu samoczynnego ponownego załączania i ponowne włączenie zabezpieczenia chwilowego. Gdyby ten warunek zaistniał, trwałe zwarcie wyglądałoby w rzeczywistości jak szereg przejściowych zwarc powodujących ciągłe samoczynne ponowne załączanie, chyba że zostaną podjęte dodatkowe środki, takie jak zabezpieczenie przed nadmierną blokadą częstości zwarc.

Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe jest stosowane do wykrywania zwarc doziemnych o wysokiej rezystancji i zazwyczaj ma ustawione długi czas zwłoki, typowo 10–15 sekund. Taki dłuższy czas może być niezbędny, jeżeli samoczynne ponowne załączenie odbywa się przez zabezpieczenie SEF. Zwarcia doziemne wysokiej rezystancji rzadko są przejściowe i mogą stanowić zagrożenie dla społeczeństwa. Dlatego powszechnie stosuje się blokowanie samoczynnego ponownego załączenia przez uruchomienie czułego zabezpieczenia ziemnozwarciowego i zablokowanie wyłącznika.

Typowy czas regeneracji 11/33 kV wynosi 5–10 sekund. Zapobiega to zbędnym blokadom podczas burz. Jednak w innych miejscach na świecie mogą być stosowane czasy regeneracji wynoszące do 60–180 sekund.

ROZDZIAŁ 15

NADZÓR ORAZ STEROWNIE

15.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Oprócz szeregu funkcji zabezpieczających, urządzenie oferuje także szeroki zakres funkcji monitorujących oraz sterujących.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	285
Zapisy zdarzeń	286
Rejestrator zakłóceń	289
Rejestrator danych	291
Rejestr zwarć	294
Event Data (Dane zdarzeń)	296
Flex States (Stany Flex	297
Elementy Flex	298
Pomiary	300
Wspol. Mocy	302
Prąd łukowy wyłącznika	307
Zakłócenia napięcia	310
Przerwy w napięciu	314
Monitorowanie stanu wyłącznika	316
Monitorowanie stanu wyłącznika	320
Grupa wartości zadanych	322
Funkcja Select Before Operate (Wybierz przed uruchomieniem	323
Kontrola wyłącznika obwodu	328
Switch Status and Control (Stan przełącznika i sterowanie)	342
Funkcja martwego bieguna	346
Kontrola synchronizmu	348
Detekcja harmoniczných	353
PoleDiskrep	355
Zapotrzebowanie	361
Liczniki cyfrowe	363
Utrata komunikacji	364
Wykrywanie przejściowego zwarcia doziemnego	365
Detekcja zwarcia wysokoimpedancyjnego (HiZ	374
Trip Bus	381
Elementy cyfrowe	383

15.2 ZAPISY ZDARZEŃ

Urządzenia IED Multilin Agile rejestruje zdarzenia w dzienniku zdarzeń. To umożliwia ustalenie sekwencji zdarzeń, które doprowadziły do konkretnej sytuacji. Na przykład zmiana dowolnego cyfrowego sygnału wejściowego lub wyjściowego sygnału elementu zabezpieczającego spowoduje utworzenie zapisu zdarzenia i zachowanie go w dzienniku zdarzeń. Można to wykorzystać do analizowania, co spowodowało konkretny stan sieci elektroenergetycznej. Zdarzenia te są zapisywane w pamięci nieulotnej urządzenia IED. Każde zdarzenie zostaje opatrzone sygnaturą czasową.

Rekordy zdarzeń można wyświetlać na przednim panelu urządzenia IED, jednak łatwiejsze jest przeglądanie rekordów za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration.

Rekordy zdarzeń (Events) są dostępne i zawsze włączone w przypadku urządzenia, wejść, wyjść, funkcji zabezpieczenia, monitorowania i sterowania.

W przypadku wejść i wyjść wirtualnych zdarzenia można **włączać/wyłączać** w ustawieniach zdarzeń w ścieżce **SETPOINTS\INPUTS\VIRTUAL INPUTS\VIRTUAL I/P (n)** w przypadku wejść wirtualnych oraz **SETPOINTS\INPUTS\VIRTUAL OUTPUTS\VIRTUAL O/P (n)** w przypadku wyjść wirtualnych, gdzie (n) to liczba wejść i wyjść wirtualnych (od 1 do 128).

Dostęp do zdarzeń (i powiązanych z nimi danych) można uzyskać z panelu przedniego urządzeń IED (do wizualizacji zdarzeń i danych zdarzeń bez odzyskiwania plików) w menu **RECORDS\EVENTS** lub przez oprogramowanie EnerVista Configuration (do wizualizacji zdarzeń i danych zdarzeń z odzyskiwaniem plików) przez dwukrotne kliknięcie pliku Evt, dostępnego w karcie podrzędnej **Browse Data** (Przeglądaj dane) karty **Records** (Rekordy). Plik zdarzeń (*.evt) można eksportować i zapisać na komputerze. Ten plik zawiera informacje na temat każdego zdarzenia: numer zdarzenia, datę i godzinę, przyczynę zdarzenia oraz wartości parametrów analogowych odpowiadających danym zdarzenia (jeżeli zostały skonfigurowane). Wszelkie zdarzenia są wyświetlane chronologicznie. Pierwsze zdarzenie to zawsze najnowsze zdarzenie.

Urządzenie może zapisać do 2048 rekordów zdarzeń z sygnaturą czasową.

Zdarzenia można usuwać za pomocą polecenia **Clear Events** (Wyczyść zdarzenia) dostępnego w oknie Commands (Polecenia) w karcie **Monitor** (Monitorowanie) oprogramowania EnerVista Configuration. Zdarzenia można także usuwać, używając polecenia Clear All Records (Wyczyść wszystkie rejestry). Należy pamiętać, że spowoduje wyczyszczenie wszystkich rejestrów w urządzeniu, nie tylko zdarzeń. Zdarzenia można także usuwać, uzyskując dostęp do tych samych poleceń, ale w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\CLEAR RECORDS**, bezpośrednio z panelu przedniego IED lub przez oprogramowanie EnerVista Configuration, karta **Setting** (Ustawienie).

15.2.1 TYPY ZDARZEŃ

Występuje kilka różnych typów zdarzeń:

- Zdarzenia dotyczące wejść optycznych (zmiana stanu wejścia optycznego)
- Zdarzenia dotyczące zestyków (zmiana stanu zestyku przekaźnika wyjściowego)
- Zdarzenia dotyczące alarmu i błędu autotestu
- Zdarzenia dotyczące rejestru zwarć
- Zdarzenia standardowe
- Zdarzenia bezpieczeństwa:

Zdarzenia standardowe dzielą się dalej wewnętrznie w zależności od zawartych informacji. Oto one:

- Zdarzenia związane z zabezpieczeniem (uruchomienia oraz wyzwolenia)
- Zdarzenia związane z platformą

Uwaga:

Pierwsze zdarzenie na liście jest najnowszym, jakie miało miejsce.

15.2.1.1 ZDARZENIA DOTYCZĄCE WEJŚĆ OPTYCZNYCH

Jeżeli od momentu ostatniego uruchomienia algorytmu zabezpieczającego (który jest uruchamiany kilka razy w ciągu cyklu) stan co najmniej jednego wejścia optycznego został zmieniony, utworzone zostanie nowe zdarzenie rejestrujące stany logiczne wejść optycznych, które zmieniły swój status.

Stan wejść optycznych jest przedstawiony także w ścieżce **DEVICE STATUS/OPTO INPUTS**. Stan wejść optycznych jest sprawdzany i aktualizowany przy każdym uruchomieniu algorytmu zabezpieczającego, natomiast informacje w dzienniku zdarzeń – chociaż są sprawdzane przy każdym uruchomieniu zabezpieczenia – stanowią dane utrwalone w czasie, gdy nastąpiła zmiana stanu wejścia optycznego.

15.2.1.2 ZDARZENIA DOTYCZĄCE WYJŚCIA PRZEKAŹNIKA

Jeżeli od momentu ostatniego uruchomienia algorytmu zabezpieczającego (który jest uruchamiany kilka razy w ciągu cyklu) stan co najmniej jednego zestyku wyjścia przekaźnika został zmieniony, utworzone zostanie nowe zdarzenie rejestrujące stany logiczne wyjść przekaźnika, które zmieniły stan.

Stan wyjść przekaźnika jest przedstawiony także w ścieżce **DEVICE STATUS/RELAY OUTPUTS**. Stan wyjść przekaźnika jest sprawdzany i aktualizowany przy każdym uruchomieniu algorytmu zabezpieczającego, natomiast informacje w dzienniku zdarzeń – chociaż są sprawdzane przy każdym uruchomieniu zabezpieczenia – stanowią dane utrwalone w czasie, gdy nastąpiła zmiana stanu wyjść przekaźnika.

15.2.1.3 ZDARZENIA DOTYCZĄCE ALARMU I BŁĘDU AUTOTESTU

Urządzenie IED prowadzi autokontrolę w momencie włączenia zasilania, a także w sposób ciągły później. W razie zauważenia jakichkolwiek problemów zarejestruje ono zdarzenie alarmowe.

Te same informacje wyświetlane są także w menu **Targets** (Cele). Informacje te są stale aktualizowane, podczas gdy informacje zawarte w dzienniku zdarzeń stanowią dane utrwalone w momencie utworzenia zdarzenia.

15.2.1.4 ZDARZENIA DOTYCZĄCE REJESTRU ZWARĆ

Zapis zdarzenia zostaje utworzony w odniesieniu do każdego zwarcia wykrytego przez urządzenie IED. Jeżeli funkcja zabezpieczająca, która będzie działać w przypadku tego zwarcia, jest ustawiona na wyzwolenie, urządzenie IED zarejestruje zdarzenie wyzwalające związane z tym zwarciem w rejestratorze zdarzeń, a odpowiadające mu informacje o danych ostatniego wyzwolenia w oddzielnym pliku „LastTripData” zawierającym wartości parametrów ustawionych w menu **Event Data** w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\EVENT DATA**. Więcej szczegółów zawierają punkty dotyczące danych zdarzenia oraz danych ostatniego wyzwolenia.

Plik danych ostatniego wyzwolenia będzie dostępny tylko wówczas, gdy funkcja zabezpieczająca jest ustawiona na wyzwolenie. Jeśli funkcja zabezpieczająca nie jest ustawiona na wyzwolenie, dane sygnatury czasowej wyzwolenia i dane zdarzenia będą dostępne w rejestratorze zdarzeń, ale plik „LastTripData” nie zostanie utworzony.

W urządzeniach IED z dostępnym lokalizatorem zwarc (21FL) (funkcja zależna od Cortec) raport zwarc jest uruchamiany sygnałem **Fault Rpt Trig**, jeżeli ustawienie **Function** w menu **FAULT RECORDS** ma wartość **Enabled** (Wł.). Rejestrator zdarzeń wyświetli sygnaturę czasową sygnału **Fault Rpt Trig**. Plik z raportem zwarc można wyświetlić za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration w menu **Records** (Rekordy). Dostępnych jest do 25 rekordów zwarc. Raport zwarc rejestruje wartości do 32 konfigurowalnych kanałów analogowych przez czas trwania zwarcia. Wartości kanałów analogowych oraz pozostałe ustawienia rekordów zwarc (**Pre-Fault Trig.**, **Fault Trigger** itd.) można skonfigurować w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\FAULT RECORDS**. Bardziej szczegółowe informacje zawarto w punkcie dotyczącym rekordów zwarc.

15.2.1.5 ZDARZENIA BEZPIECZEŃSTWA:

Zapis zdarzenia zostaje wygenerowany za każdym razem, gdy wykonywane jest ustawienie wymagające odpowiedniego poziomu dostępu.

15.2.1.6 ZDARZENIA ZWIĄZANE Z ZABEZPIECZENIEM

Urządzenie IED rejestruje uruchomienia oraz wyzwolenia zabezpieczeń jako poszczególne zdarzenia. Zdarzenia związane z zabezpieczeniem stanowią specjalne rodzaje zdarzeń standardowych.

Nie wszystkie sygnały mogą wygenerować zdarzenie. Te, które mogą, są widoczne w menu *RECORD/EVENTS*, gdy dochodzi do zdarzenia.

15.3 REJESTRATOR ZAKŁÓCEŃ

Funkcja Rejestratora zakłóceń pozwala na przechwycenie przebiegu skalibrowanych kanałów analogowych wraz z wybranymi wartościami dla konfigurowalnych kanałów cyfrowych i analogowych dostępnych w urządzeniu. Konfigurowalnymi kanałami cyfrowymi (w liczbie do 64) mogą być wejścia, wyjścia i wewnętrzne sygnały cyfrowe (FlexLogic). Konfigurowalnymi kanałami analogowymi (w liczbie do 16) mogą być dowolne sygnały analogowe (FlexAnalog) dostępne w IED. Rekordy zakłóceń można ekstrahować, używając oprogramowania EnerVista Configuration lub systemu SCADA. Plik zapisów zakłóceń można również zapisać w formacie COMTRADE. Pozwala to na korzystanie z innych pakietów oprogramowania niż EnerVista Configuration do przeglądania zarejestrowanych danych.

Użytkownik może skonfigurować sposób postępowania z rekordami zakłóceń w przypadku, gdy dostępna pamięć osiągnęła limit. W tym celu należy wybrać jedną z opcji w ustawieniu trybu wyzwalania **Tryb wyzwalania** (*Overwrite* lub *Protected* [Tryb nadpisywania lub chroniony]).

Gdy zostanie wybrany tryb *Overwrite* (Nadpisanie), nowe rekordy nadpisują stare rekordy, co oznacza, że urządzenie IED będzie zawsze zachowywać najnowsze rekordy zgodnie z wybraną liczbą rekordów.

Gdy zostanie wybrany tryb *Protected* (Chroniony), urządzenie IED będzie zawsze zachowywać maksymalną liczbę rekordów zgodnie z wartością wybraną w ustawieniu **Number of Record** (Liczba rekordów), bez zapisywania dalszych rekordów powyżej tej wartości.

Liczba cykli zarejestrowanych w pojedynczym rekordzie dotyczącym zakłóceń różni się w zależności od wartości ustawień wybranych w **Number of Records** (Liczba rekordów) oraz **Sample per Cycle** (Próbki na cykl).

Rejestrator zakłóceń ma określoną pojemność danych: im większa częstotliwość próbkowania, tym mniejsza liczba cykli rejestrowanych w rekordzie. Liczbę rekordów wybiera użytkownik w zakresie do 16, a jako częstotliwość próbkowania można wybrać wartości od 8 do 128 próbek/cykl (8/16/32/64/128). Częstotliwość 128 próbek/cykl używana w Rejestratorze zakłóceń to interpolacja z częstotliwości 64 próbek/cykl używanych do celów zabezpieczeń.

W celu obliczenia długości w czasie odpowiadającej długości w cyklach dla zapisu zakłóceń należy wziąć pod uwagę częstotliwość systemu: $\text{długość w sekundach} = \text{długość w cyklach} * 1 / \text{częstotliwość systemu}$. Jeśli na przykład liczba rekordów wynosi 1, a częstotliwość próbkowania wynosi 8, długość w cyklach będzie wynosić 4895,125, a długość w czasie będzie wynosić 81,47 sekundy przy częstotliwości systemu 60 Hz i 97,77 sekundy przy 50 Hz.

Liczba cykli na rekord (wartości przybliżone) dla określonych konfiguracji ustawień pokazano w tabeli poniżej:

Liczba rekordów	Częstotliwość próbkowania	Długość–cykle
1	128	1064.125
1	64	1826.5
1	32	2846
1	16	3947.625
1	8	4895.125
5	128	354.625
5	64	608.75
5	32	948.625
5	16	1315.875
5	8	1631.625
16	128	125.125
16	64	214.875
16	32	334.75
16	16	464.375
16	8	575.875

Ustawienie **Trigger Position** (Pozycja wyzw.) określa wartość przed zwarciem i po zwarcu w ramach rekordu zakłócenia. Jeżeli jest ustawiona na 20%, 20% zapisanego pliku będą stanowić dane sprzed zwarcia, a 80% – dane dotyczące zwarcia i danych po zwarcu.

Plik rejestru zakłóceń może być generowany po zmianie stanu co najmniej jednego z przypisanych wyzwalaczy: **Trigger Source** (Źródło wyzwolenia), **Trigger on Start** (Wyzwolenie przy uruchomieniu), **Trigger on Oper.** (Wyzwolenie podczas pracy), **Trigger on Alarm** (Wyzwolenie po alarmie) lub **Trigger on Trip** (Wyzwolenie po wyzwoleniu zabezpieczenia).

Rejestrator zakłóceń otrzymuje dane od zadania zabezpieczająco-sterującego raz w ciągu cyklu i porządkuje otrzymane dane w rejestr zakłóceń o wymaganej długości.

Nie jest możliwe przeglądanie rekordów zakłóceń lokalnie na wyświetlaczu LCD. Rekordy zakłóceń należy ekstrahować z IED, używając odpowiedniego oprogramowania konfiguracyjnego, np. EnerVista Configuration lub systemu SCADA.

Konfigurację Rejestratora zakłóceń można przeprowadzić w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\DISTURB RECORDER**, uzyskując dostęp bezpośrednio z panelu przedniego urządzenia IED lub przez kartę **Setting** (Ustawienie) w oprogramowaniu EnerVista Configuration.

Pliki Rejestratora zakłóceń można wyświetlać w oprogramowaniu EnerVista Configuration, klikając dwukrotnie plik **Osc(n)** dostępny w karcie podrzędnej **Browse Data** (Przeglądaj dane) karty **Records** (Rekordy), gdzie (n) oznacza numer pliku rekordu zakłóceń. Plik w formacie Comtrade (*.cfg, *.dat, *.hdr) można wyeksportować i zapisać na dowolnym komputerze. Uzyskuje się także podsumowanie danych zawartych w pliku, które można obejrzeć, klikając dwukrotnie ikonę **View Summary** (Wyświetl podsumowanie) dla każdego pliku.

Podstawowe informacje dotyczące Rejestratora zakłóceń, takie jak rekordy od ostatniego kasowania, łączna liczba rekordów, data i godzina ostatniego czyszczenia oraz data i godzina rekordu, można wyświetlić także na panelu przednim urządzeń IED w ścieżce **RECORDS\DISTURBANCE**, ale zalecana metoda wyświetlania danych dotyczących Rejestratora zakłóceń to użycie oprogramowania EnerVista Configuration.

Pliki Rejestratora zakłóceń można usuwać przy użyciu polecenia **Clear Transient Records (Disturb Recorder)** (Wyczyść rekordy tymczasowe (rejestrator zakłóceń)) dostępnego w oknie **Commands** (Polecenia) w karcie **Monitor** (Monitorowanie) oprogramowania EnerVista Configuration. Pliki można również usuwać za pomocą polecenia **Clear All Records** (Wyczyść wszystkie rejestry) (to polecenie spowoduje wyczyszczenie wszystkich rejestrów w urządzeniu, nie tylko tych z Rejestratora zakłóceń). Polecenie Clear Records (Wyczyść rejestr) jest także dostępne w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\CLEAR RECORDS**, bezpośrednio z panelu przedniego urządzeń IED lub w karcie **Setting** (Ustawienie) oprogramowania EnerVista Configuration.

Polecenie **Trigger Waveform (Disturb Recorder)** [Przebieg wyzwolenia (Rejestrator zakłóceń)] jest dostępne także w menu **Commands** (Polecenia) oprogramowania EnerVista Configuration w karcie **Monitor** (Monitorowanie). To polecenie pozwala na utworzenie rekordu zakłóceń przez polecenie użytkownika. Bardziej szczegółowe informacje dotyczące konfiguracji Rejestratora zakłóceń można znaleźć w tym rozdziale w punkcie poświęconym Rejestratorowi zakłóceń.

Uwaga:

Aby wybrać zachowanie wyzwolenia przekaźnika 1, należy użyć operandu Flexlogic **Any Trip** dla dowolnego ustawienia przy użyciu Flexlogic.

15.4 REJESTRATOR DANYCH

Rejestrator danych pobiera próbki i rejestruje do 16 parametrów analogowych z konfigurowaną częstotliwością określoną przez użytkownika. Wszystkie dane są zapisywane w pamięci nieulotnej jako plik o rozmiarze 1 MB file, w którym zapisywane są informacje w przypadku utraty zasilania sterującego IED.

Rejestrator danych można skonfigurować z kilkoma kanałami na długi przedział czasu lub z większą liczbą kanałów na krótszy przedział czasu. Urządzenie IED wykonuje automatyczny podział dostępnej pamięci na partycje z myślą o używanych kanałach.

Wybór częstotliwości zapisywania danych wpływa również na czas trwania zarejestrowanych danych. Rejestrator danych ma dłuższy czas częstotliwości próbowania przez dłuższe okresy (tj. *1 minutę, 30 minut, 1 godzina*) w porównaniu z częstotliwością próbkowania w krótszych okresach (tj. *1 cykl, lub 1 sekunda*).

Długość rekordu rejestratora danych można oszacować, korzystając z poniższego wzoru (0x100000 1 MB w systemie szesnastkowym):

$$\text{Długość rekordu w rejestratorze danych} = \frac{0x100000}{8 + \text{Rzeczywista liczba konfigurowanych kanałów analogowych} \cdot 2} \cdot \text{Szybkość}$$

Długość rekordu w rejestratorze danych (wartości przybliżone) dla określonych konfiguracji ustawień przedstawiono w tabeli poniżej:

Rozmiar pliku	Częstotliwość próbkowania [s]		Liczba kanałów	Uwzględnione okienko czasowe			
				[s]	[min]	[godz.]	[dzień]
1048576	1 cykl	60 Hz (0,0167 s)	1	1747.6	29.1	0.5	0.0
			8	728.2	12.1	0.2	0.0
			16	436.9	7.3	0.1	0.0
		50 Hz (0,0200 s)	1	1498.0	25.0	0.4	0.0
			8	624.1	10.4	0.2	0.0
			16	374.5	6.2	0.1	0.0
	1		1	104857.0	1747.6	29.1	1.2
			8	43690.0	728.2	12.1	0.5
			16	26214.0	436.9	7.3	0.3
	30		1	3145710.0	52428.5	873.8	36.4
			8	1310700.0	21845.0	364.1	15.2
			16	786420.0	13107.0	218.5	9.1
	60		1	6291420.0	104857.0	1747.6	72.8
			8	2621400.0	43690.0	728.2	30.3
			16	1572840.0	26214.0	436.9	18.2
	900		1	94371300.0	1572855.0	26214.3	1092.3
			8	39321000.0	655350.0	10922.5	455.1
			16	23592600.0	393210.0	6553.5	273.1
	1800		1	188742600.0	3145710.0	52428.5	2184.5
			8	78642000.0	1310700.0	21845.0	910.2
			16	47185200.0	786420.0	13107.0	546.1
	3600		1	377485200.0	6291420.0	104857.0	4369.0
			8	157284000.0	2621400.0	43690.0	1820.4
			16	94370400.0	1572840.0	26214.0	1092.3

Jeżeli brakuje danych dotyczących całego okresu przed wyzwoleniem, miejsce wyzwolenia będzie oparte na dostępnych danych sprzed wyzwolenia.

Konfigurację rejestratora danych można przeprowadzić w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\DATA LOGGER**, uzyskując dostęp bezpośrednio z panelu przedniego IED lub w karcie **Setting** (Ustawienie) oprogramowania EnerVista Configuration.

Pliki rejestratora danych można wyświetlać w oprogramowaniu EnerVista Configuration, klikając dwukrotnie plik **DataLogger** dostępny w karcie podrzędnej **Browse Data** (Przeglądaj dane) karty **Records** (Rekordy). Plik rejestratora danych w formacie Comtrade (*.cfg, *.dat, bez nagłówka) można eksportować i zapisać na dowolnym komputerze. Uzyskuje się także podsumowanie danych zawartych w pliku, które można obejrzeć, klikając dwukrotnie ikonę **View Summary** (Wyświetl podsumowanie).

Podstawowe informacje dotyczące rejestratora danych, takie jak czas najnowszej i najstarszej próbki, można wyświetlić na panelu przednim urządzeń IED pod **RECORDS\DATA LOGGER**. Zalecana metoda wyświetlania danych Rejestratora zakłóceń to korzystanie z oprogramowania EnerVista Configuration.

Pliki rejestratora danych można usuwać przy użyciu polecenia **Clear Data Logger** (Wyczyść rejestrator danych) dostępnego w oknie **Commands** (Polecenia) w karcie **Monitor** (Monitorowanie) oprogramowania EnerVista Configuration. Pliki można również usuwać, używając polecenia **Clear All Records** (Wyczyść wszystkie rejestry) (to polecenie spowoduje wyczyszczenie wszystkich rejestrów w urządzeniu, nie tylko tych z Rejestratora danych). Polecenia Clear Records (Wyczyść rejestry) są także dostępne w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\CLEAR RECORDS**,

bezpośrednio z panelu przedniego urządzenia IED lub w karcie **Setting** (Ustawienie) oprogramowania EnerVista Configuration.

15.5 REJESTR ZWARĆ

Niektóre modele zapewniają funkcję lokalizacji zwarć. Miejsce zwarcia można zlokalizować poprzez pomiar wartości napięcia i prądu zwarcia oraz faz, a następnie przedstawienie tych informacji z wykorzystaniem funkcji Lokalizatora zwarć. Lokalizator zwarć jest wyzwalany zawsze, gdy zostanie wygenerowany rekord zwarcia, a dane dotyczące lokalizacji kolejnego zwarcia stanowią część rekordu zwarcia. Te informacje są także wyświetlane w podmenu **Fault Records** (Rekordy zwarć) w menu **RECORDS** (Rekordy). To ustawienie wyświetla miejsce lokalizacji zwarcia w kilometrach lub w milach, w zależności od wybranych jednostek w ustawieniu **Units of Length** (Jednostki długości).

Lokalizator zwarć wykorzystuje analogowe sygnały wejściowe przed zwarcie i po zwarcie do obliczenia lokalizacji zwarcia. Wynik jest włączony do rekordu zwarcia wraz z napięciami przed zwarcie i po zwarcie.

Konfigurację **Fault Records** (Rekordy zwarć) można przeprowadzić w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\FAULT RECORDS**, uzyskując dostęp bezpośredni z panelu przedniego urządzeń IED lub przez kartę **Setting** (Ustawienie) w oprogramowaniu EnerVista Configuration.

Pliki Raportu zwarć można wyświetlać w oprogramowaniu EnerVista Configuration, klikając dwukrotnie plik **FaultReport-(n)** dostępny w karcie podrzędnej **Browse Data** (Przeglądaj dane) karty **Records** (Rekordy), gdzie (n) oznacza numer raportu zwarć. Plik raportu zwarć to plik tekstowy z rozszerzeniem (*.flt), który można eksportować i zapisać na dowolnym komputerze. Ten plik zawiera dane dotyczące urządzenia IED oraz ustawienia rejestrów zwarć, wartości fazora po zwarcie, dane przed zwarcie i po zwarcie z zaprogramowanych kanałów analogowych, wraz ze szczegółami dotyczącymi lokalizacji zwarcia: rodzaj zwarcia oraz odległość do zwarcia.

Podstawowe informacje dotyczące rejestrów zwarć, takie jak liczba raportów, czas ostatniego wyzwolenia oraz data i godzina rekordu, można wyświetlić na panelu przednim urządzeń IED w ścieżce **RECORDS\FAULT RECORDS**. Analogowe dane przed zwarcie, podczas zwarcia oraz po zwarcie dla każdego rekordu można wyświetlić w oprogramowaniu EnerVista Configuration.

Plik raportu zwarć można usunąć przy użyciu polecenia **Clear Fault Reports** (Wyczyść raporty zwarć) dostępnego w oknie **Commands** (Polecenia) w karcie **Monitor** (Monitorowanie) oprogramowania EnerVista Configuration. Pliki można również usuwać, używając polecenia **Clear All Records** (Wyczyść wszystkie rekordy) (to polecenie spowoduje wyczyszczenie wszystkich rekordów w urządzeniu, nie tylko tych z raportów zwarć). Polecenia **Clear Records** (Wyczyść rejestry) są także dostępne w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\CLEAR RECORDS**, bezpośrednio z panelu przedniego urządzenia IED lub w karcie **Setting** (Ustawienie) oprogramowania EnerVista Configuration.

Uwaga:

Raport zwarć (Lokalizator zwarć) jest dostępny tylko w przypadku produktów z wejściami prądowymi i napięciowymi (tylko w modelu P14D).

15.5.1 PRZYKŁADOWE USTAWIENIA LOKALIZATORA ZWARĆ

Przyjmując poniższe dane zabezpieczanej linii:

Parametr	Wartość
Przekładnia prądowa	1200/5
Przekładnia napięciowa	230000/115
Długość linii	10 km
Impedancja ZL1 linii składowej zgodnej (na km))	0,089 + j0,476 Ω/km
Impedancja linii składowej kolejności zerowej ZL0	0,34 + j1,03 Ω/km
Impedancja wzajemna składowej kolejności zerowej ZM0	0,1068 + j0,5712 Ω/km

Wartość impedancji linii oraz ustawienia kąta są obliczane w następujący sposób:

- Stosunek impedancji wtórnej do pierwotnej = przekładnia prądowa / przekładnia napięciowa = 0,12
- Impedancja ZL1 linii składowej zgodnej (całkowita) = $0,12 \times 10(0,484 \angle 79,4^\circ) = 0,58 \angle 79,4^\circ$
- Stąd ustawiona długość linii = 0,58
- Kąt linii = 79°

Wielkość i kąt kompensacji impedancji szczytkowej oblicza się za pomocą następującego wzoru:

$$KZn = \frac{ZL0 - ZL1}{3ZL1} = \frac{(0.34 + j1.03) - (0.089 + j0.476)}{3(0.484 \angle 79.4^\circ)} = \frac{0.6 \angle 65.2^\circ}{1.45 \angle 79.4^\circ} = 0.41 \angle -14.2^\circ$$

W związku z tym ustawienia wynoszą:

- KZN Residual = 0,41
- KZN Res Angle = -14

15.6 EVENT DATA (DANE ZDARZEŃ)

Funkcja **Event Data** (Dane zdarzeń) przechowuje 64 konfigurowalnych ilości FlexAnalog za każdym razem, gdy dojdzie do jakiegoś zdarzenia. Urządzenie IED jest w stanie zarejestrować maksymalnie 2048 rekordów zdarzeń. Zachowanie funkcji **Event Data** (Dane zdarzeń) jest dostosowane do zachowania Rejestratora zdarzeń. Jest to funkcja platformy oraz opcja podstawowa, więc nie ma żadnych zależności.

Tej funkcji nie można wyłączyć/włączyć. Jest zawsze włączona.

Konfigurację danych zdarzeń można przeprowadzić w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\EVENT DATA**, uzyskując dostęp bezpośrednio z panelu przedniego urządzeń IED lub w karcie **Setting** (Ustawienie) oprogramowania EnerVista Configuration.

W danych zdarzenia można skonfigurować 64 parametry analogowe, a ich wartości zostaną zarejestrowane dla każdego zdarzenia w chwili jego wystąpienia.

Wartości danych zdarzeń można wyświetlać w oprogramowaniu EnerVista Configuration Event, klikając każde zdarzenie zawarte w pliku **Evt** dostępnym w karcie podrzędnej **Browse Data** (Przeglądaj dane) w karcie **Records** (Rekordy). Informacje dotyczące danych każdego zdarzenia (parametr i wartość) zostaną wyświetlone pod **Event Info** (Informacje o zdarzeniu) na prawym panelu. Plik zdarzenia (*.evt) zawierający dane zdarzenia można eksportować i zapisać na dowolnym komputerze.

Dostęp do rejestratora danych każdego zdarzenia można uzyskać również z panelu przedniego urządzeń IED, naciskając klawisz ENTER w **RECORDS\EVENTS**. Dla każdego zdarzenia dostępnych będzie kilka stron zawierających 64 konfigurowalne parametry analogowe. Te, które zostały skonfigurowane, będą pokazywać nazwę sygnału analogowego oraz jego wartość, natomiast nieskonfigurowane będą oznaczone jako OFF (Wył.). Aby przejść do wyświetlania danych zdarzenia, nacisnąć przycisk Cancel (Anuluj).

Dane zdarzenia zostaną wyczyszczone, gdy zdarzenia zostaną usunięte.

15.7 FLEX STATES (STANY FLEX)

Funkcja Flex State (Stan Flex) zapewnia mechanizm, w którym do skutecznego monitorowania można użyć 256 wybranych stanów lub dowolnych wejść.

Konfigurację stanów Flex można przeprowadzić w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\FLEX STATES**, uzyskując dostęp bezpośrednio z panelu przedniego urządzeń IED lub w karcie **Setting** (Ustawienie) oprogramowania EnerVista Configuration.

W funkcji Stany Flex można skonfigurować 256 parametrów cyfrowych (operandów FlexLogic).

Wartości stanów Flex można wyświetlać [parametr (n) oraz wartość (WŁ., WYŁ.)] w menu **Flex State** (Stan Flex) dostępnym w karcie podrzędnej **Device Status** (Stan urządzenia) karty **Monitoring** (Monitorowanie), jeżeli używane jest oprogramowanie EnerVista Configuration.

Dostęp do wartości stanu Flex można uzyskać również z panelu przedniego urządzeń IED, w ścieżce **DEVICE STATUS\FLEX ELEMENTS**.

15.8 ELEMENTY FLEX

Występuje 8 identycznych elementów Flex, które można skonfigurować w ścieżce **SETPOINTS\FLEXLOGIC \FLEXELEMENTS**. Element Flex to uniwersalny komparator, którego można użyć do monitorowania dowolnej analogowej wartości rzeczywistej zmierzonej lub obliczonej przez urządzenie IED bądź różnicy netto pomiędzy dwiema analogowymi wartościami rzeczywistymi tego samego rodzaju. W zależności od tego, jak zaprogramowany jest element Flex, efektywnym sygnałem roboczym może być sygnał ze znakiem (opcja „Signed” wybrana jako tryb wprowadzania) lub wartość bezwzględna (opcja „Absolute” wybrana jako tryb wprowadzania).

Element można zaprogramować tak, aby reagował albo na poziom sygnału, albo na szybkość zmian (delta) w określonym czasie. Sygnał wyjściowy jest aktywny, gdy sygnał operacyjny jest wyższy lub niższy niż próg, zgodnie z wyborem użytkownika.

Programując element Flex, należy pamiętać o następujących ograniczeniach:

1. Wejścia analogowe elementu Flex muszą być tego samego rodzaju:

- prąd i prąd (w dowolnym zestawieniu: fazowy-symetryczny, międzyfazowy, kA-A, różnicowy, ograniczony itd.)
- napięcie i napięcie (jak wyżej)
- moc aktywna i moc aktywna (waty i waty)
- moc bierna i moc bierna (var i var)
- moc pozorna i moc pozorna (VA i VA)
- kąt i kąt (dowolny, bez względu na sygnał, np. kąt napięcia i kąt prądu to poprawna para)
- % i % (dowolny, np. THD i zawartość harmonicznych to poprawna para)
- V/Hz i V/Hz
- Rzeczywisty element Flex i rzeczywisty element Flex

Dla wszystkich innych połączeń element będzie wyświetlać wartość 0.000 lub N/A (nie dotyczy) i nie aktywuje żadnego sygnału wyjściowego. IED wyświetla komunikat o błędzie.

2. Wartość analogowa powiązana z jednym elementem Flex może zostać użyta jako wejście do innego elementu Flex „Kaskadowo”.

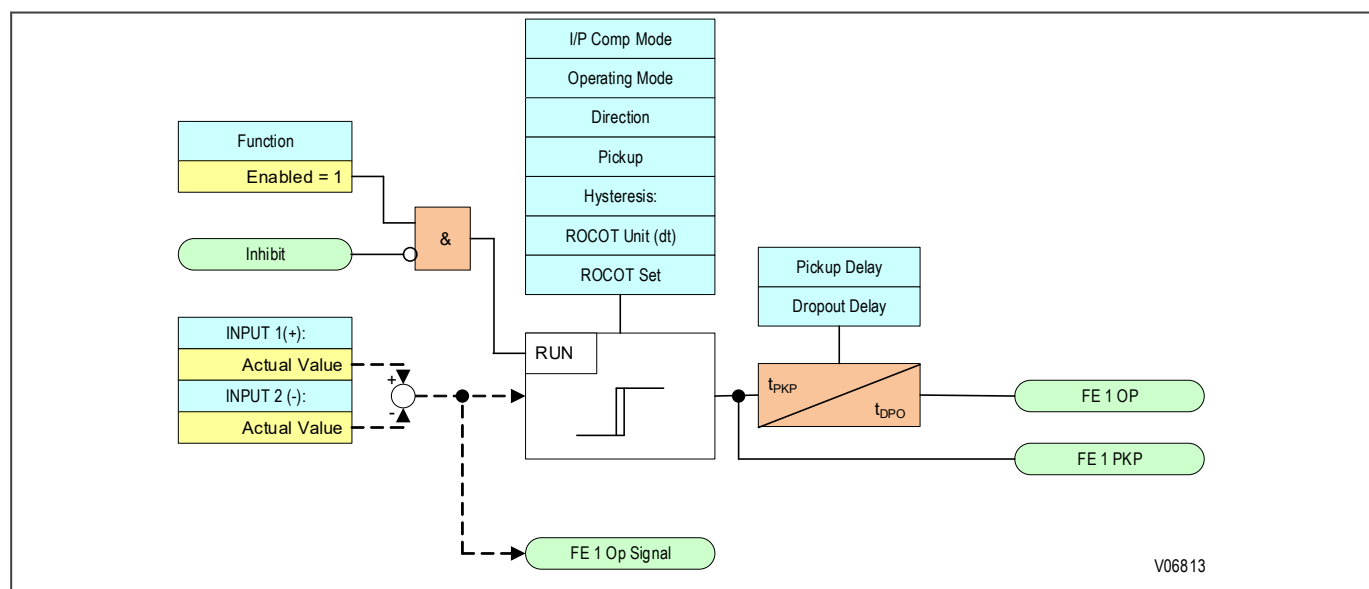


Figure 122: Schemat logiczny elementu Flex

Ustawienie **Input 1 (+)** określa pierwsze wejście (nieodwrócone) do elementu Flex. Jeżeli to ustawienie ma wartość Off (Wył.), zakładaną wartością jest zero. Do poprawnego działania elementu należy wybrać co najmniej jedno wejście. W przeciwnym razie element nie aktywuje swojego sygnału wyjściowego. Ustawienie **Input 2 (-)** określa

drugie wejście (odwrócone) elementu Flex. Jeżeli to ustawienie ma wartość Off (Wył.), zakładaną wartością jest zero. Do poprawnego działania elementu należy wybrać co najmniej jedno wejście. W przeciwnym razie element nie aktywuje swojego sygnału wyjściowego. To wejście powinno być używane do odwrócenia sygnału, jeśli jest to konieczne dla wygody lub do sprawienia, by element reagował na sygnał różnicowy. Wyświetlany jest komunikat z ostrzeżeniem, a element nie działa, jeżeli dwa sygnały wejściowe są różnego typu, na przykład gdy podjęta jest próba użycia mocy aktywnej i kąta fazowego do zbudowania efektywnego sygnału operacyjnego.

Element reaguje bezpośrednio na sygnał różnicowy, jeżeli ustawienie **Operating Mode** (Tryb działania) ma wartość Signed (Ze znakiem). Element reaguje na wartość bezwzględną sygnału różnicowego, jeżeli ustawienie **Operating Mode** (Tryb działania) ma wartość Absolute (Bewzględny). Przykładowe zastosowania wyboru trybu bezwzględnego obejmują monitorowanie różnicy kątowej między dwoma fazorami o symetrycznym kącie granicznym w obu kierunkach; monitorowanie mocy niezależnie od jej kierunku lub monitorowanie trendu niezależnie od tego, czy sygnał wzrasta czy maleje.

Ustawienie **Pickup** (Pobudzenie) określa próg działania dla efektywnego sygnału operacyjnego elementu. Jeżeli w ustawieniu **Oper Signal Dir.** ustawiony jest kierunek Over (Powyżej), element zostanie pobudzony, gdy sygnał operacyjny przekroczy wartość **PICKUP**. Jeżeli ustawiony zostanie kierunek Under (Poniżej), element zostanie pobudzony, gdy sygnał operacyjny spadnie poniżej wartości ustawionej w ustawieniu **Pickup**. Ustawienie **Hysteresis** (Histereza) steruje rozłączeniem elementu. Należy pamiętać, że zarówno sygnał operacyjny, jak i próg pobudzenia mogą być ujemne w przypadku ułatwiania takich zastosowań jak alarmy odwrócenia mocy.

Element Flex można zaprogramować do pracy z wszystkimi wartościami analogowymi zmierzonymi lub obliczonymi przez IED. Ustawienie **Pickup** (Pobudzenie) wprowadzana jest w wartościach pu, z użyciem następujących definicji jednostek bazowych:

Definicje jednostki bazowej dla elementu Flex

Zmierzona lub obliczona wartość analogowa związana z:	Jednostka bazowa
Napięcie	VBASE = maksymalna znamionowa pierwotna wartość RMS wejść Input 1 (+) oraz Input 2 (-)
Prąd	IBASE = maksymalna znamionowa pierwotna wartość RMS wejść Input 1 (+) oraz Input 2 (-)
Moc	PBASE = maksymalna wartość VBASE * IBASE dla wejść Input 1 (+) oraz Input 2 (-)
Wspol. Mocy	PFBASE = 1,00
Kąt fazowy	DegBASE = 360°
Zawartość harmoniczných	HBASE = 100% wartości znamionowej
THD	THDBASE = 100%
Częstotliwość	fBASE = częstotliwość znamionowa, jaką wprowadzono w menu SYSTEM SETUP (konfiguracja systemu)
V/Hz	BASE = 1,00
I2t (prądy łukowe)	BASE = 2000 kA ² * cykl

Ustawienie **ROCOT Unit (dt)** określa podstawę czasową dt, gdy element Flex jest programowany jako szybkość zmiany elementu.

Ustawienie **ROCOT Set** określa czas trwania przedziału czasowego zmiany trybu działania.

Uwaga:

Ustawienia **ROCOT Unit (dt)** oraz **ROCOT Set** mają zastosowanie tylko, jeżeli tryb **I/P Comp Mode** jest ustawiony na Delta.

15.9 POMIARY

15.9.1 WIELKOŚCI MIERZONE

Urządzenie dokonuje bezpośrednich pomiarów i obliczeń szeregu parametrów systemowych, które są aktualizowane co sekundę. Wartości te można przeglądać we właściwych kolumnach *MEASUREMENT* (Pomiar) lub za pomocą przeglądarki pomiarów w oprogramowaniu konfiguracyjnym. W zależności od modelu urządzenie mierzy i wyświetla niektóre z następujących wartości:

- Mierzone i obliczane wartości analogowe prądu i napięcia
- Wielkości mocy i energii
- Wartości szczytowe, ustalone i ruchome wartości zapotrzebowania
- Pomiary częstotliwości
- Pomiary cieplne

15.9.1.1 PRĄDY ZMIERZONE I OBLICZONE

Urządzenie mierzy wartość prądu międzyfazowego i fazowego. Wartości są uzyskiwane poprzez próbkowanie analogowych wielkości wejściowych oraz przekształcanie ich na wielkości cyfrowe w celu przedstawienia wartości wielkości i fazy. Wielkości sekwencyjne są tworzone przez przetwarzanie zmierzonych wartości. Są one również wyświetlane jako wartości wielkości i kąta fazowego.

Pomiary te są zawarte w oknie *MEASUREMENTS*, w karcie *CT1 BANK-B*.

15.9.1.2 NAPIĘCIA ZMIERZONE I OBLICZONE

Urządzenie mierzy wartość napięcia międzyfazowego i fazowego. Wartości są uzyskiwane poprzez próbkowanie analogowych wielkości wejściowych oraz przekształcanie ich na wielkości cyfrowe w celu przedstawienia wartości wielkości i fazy. Wielkości sekwencyjne są tworzone przez przetwarzanie zmierzonych wartości. Są one również wyświetlane jako wartości wielkości i kąta fazowego.

Pomiary te są zawarte w oknie *MEASUREMENTS* w kartach *PH VT1 BANK-A* lub *4TH VT1 BANK-A*.

15.9.1.3 WIELKOŚCI MOCY I ENERGII

Przy użyciu zmierzonych napięć i prądów urządzenie oblicza ilości mocy pozornej, czynnej i biernej. Są one wytwarzane faza po fazie wraz z wartościami trójfazowymi opartymi na sumie trzech poszczególnych wartości faz. Urządzenie oblicza także współczynniki mocy dla każdej fazy oraz trójfazowy.

15.9.1.4 WARTOŚCI ZAPOTRZEBOWANIA

Urządzenie podaje ustalone, ruchome i szczytowe wartości zapotrzebowania. Można je resetować, używając polecenia **Reset demand** (Reset zapotrzebowania).

Stała wartość zapotrzebowania to średnia wartość ilości przez określony przedział czasu. Wartości są podawane dla prądów trójfazowych oraz trójfazowej mocy czynnej i biernej. Stałe wartości zapotrzebowania są wyświetlane jako wartości z poprzedniego przedziału czasu. Wartości są aktualizowane na koniec ustalonego okresu zapotrzebowania zgodnie z ustawieniem **Fix Dem Period**.

Ruchome wartości zapotrzebowania są podobne do ustalonych wartości zapotrzebowania, ale stosowane jest okno przesuwne. Okno zapotrzebowania ruchomego składa się z szeregu mniejszych podokresów. Rozdzielczość okna przesuwne to długość podokresu, gdzie wyświetlane wartości są aktualizowane na koniec każdego podokresu zgodnie z ustawieniem **DI.okresu nar.**.

Szczytowe wartości zapotrzebowania są podawane dla prądu każdej fazy oraz ilości mocy czynnej i biernej. Wyświetlają one maksymalną wartość zmierzonej ilości od ostatniego resetowania wartości zapotrzebowania.

15.9.1.5 POMIARY CZĘSTOTLIWOŚCI

Urządzenie dostarcza wielu statystyk dotyczących częstotliwości i pomiarów związanych z funkcją zabezpieczenia częstotliwości. Obejmują one kontrolę synchronizmu oraz pomiary częstotliwości poślizgowej i szybkości zmian częstotliwości.

Urządzenie dokonuje pomiaru częstotliwości poślizgowej przez mierzenie szybkości zmian kąta fazowego pomiędzy napięciami szyny i linii, przez okres jednego cyklu. Pomiar częstotliwości poślizgowej zakłada, że napięcie szyny stanowi fazor referencyjny.

15.9.1.6 INNE POMIARY

W zależności od modelu urządzenie dokonuje szeregu innych pomiarów, takich jak pomiary cieplne.

15.9.2 ZNAKOWANIE CZASOWE WEJŚĆ OPTYCZNYCH

Każda próbka z wejścia optycznego jest znakowana czasowo z dokładnością ± 1 ms w odniesieniu do zegara czasu rzeczywistego. Znaczniki czasu służą do znakowania rejestru zdarzeń związanych z wejściem optycznym oraz rejestrowania zakłóceń. Urządzenie musi być odpowiednio zsynchronizowane z zewnętrznym wzorcem czasu, takim jak sygnał IRIG-B lub sygnał zegara głównego, dostępnym w odpowiednim protokole danych.

Dla obu wejść optycznych, filtrowanych oraz niefiltrowanych, znacznik czasu zdarzenia związanego ze zmianą stanu wejścia optycznego oznacza czas próbkowania, w którym nastąpiła zmiana stanu. Jeżeli w trakcie tego samego interwału próbkowania zmieni się stan wielu wyjść optycznych, zmiany te zostaną zgłoszone jako pojedyncze zdarzenie.

15.10 WSPOL. MOCY

Ogólnie rzecz biorąc, pożądane jest, aby operator systemu utrzymywał współczynnik mocy jak najbliżej jedności, aby zminimalizować zarówno koszty, jak i skoki napięcia. Ponieważ współczynnik mocy jest zmienny w typowych obwodach niededykowanych, korzystne jest skompensowanie niskich (opóźnionych) wartości współczynnika mocy poprzez podłączenie banku kondensatorów do obwodu, gdy jest to wymagane.

15.10.1 IMPLEMENTACJA WSPÓŁCZYNNIKA MOCY

Dostępne są cztery niezależne elementy do monitorowania współczynnika mocy. Każdy z nich ma poziom Switch-In (Włączanie) i Switch-Out (Wyłączanie). Przekaznik umożliwia dwuetapowe przełączanie pojemności w celu kompensacji współczynnika mocy. Oblicza średni współczynnik mocy w trzech fazach w następujący sposób:

$$t_{op} = TD \left(\frac{\beta}{M^{\alpha} - 1} + L \right) + C$$

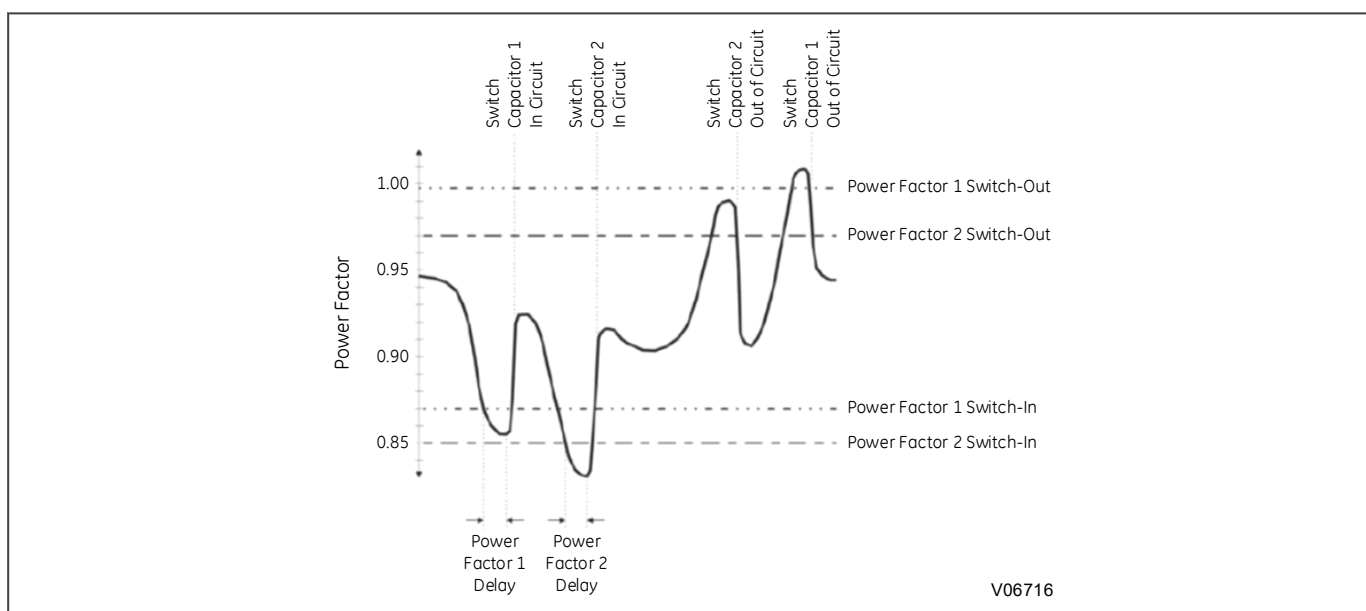


Figure 123: Przełączanie banku kondensatorów

Ustawienie tej funkcji powoduje powstanie flag Switch-In (Włączanie), Switch-Out (Wyłączanie) i Operate (Działanie). Flaga Switch-In (Włączanie) współczynnika mocy jest aktywowana, gdy wartość bezwzględna obliczonego współczynnika mocy jest niższa niż wartość *Switch-In* (Włączanie), a warunki nadzoru prądowego i napięciowego zostały spełnione. Flaga Operate (Działanie) współczynnika mocy na poziomie Switch-In (Włączanie) jest aktywowana, jeżeli element pozostaje włączony przez czas zdefiniowany przez wartość **Time Delay** (Zwłoka czasowa). Gdy element spadnie z poziomu Switch-In (Włączanie), flaga Switch-Out (Wyłączanie) współczynnika mocy jest aktywowana, gdy współczynnik mocy przekroczy wartość *Switch-Out* (Wyłączanie). Flaga Operate (Działanie) współczynnika mocy na poziomie Switch-Out (Wyłączanie) jest aktywowana, jeżeli element pozostaje wyłączony przez czas zdefiniowany przez wartość **Time Delay** (Zwłoka czasowa).

Minimalne napięcie robocze **Vmin** jest ustawione jako wartość progowa, poniżej której element się resetuje.

Poniższy rysunek ilustruje konwencje przyjęte przy przekazniku, gdzie wartość ujemna oznacza prowadzący współczynnik mocy, a wartość dodatnia oznacza opóźniony współczynnik mocy.

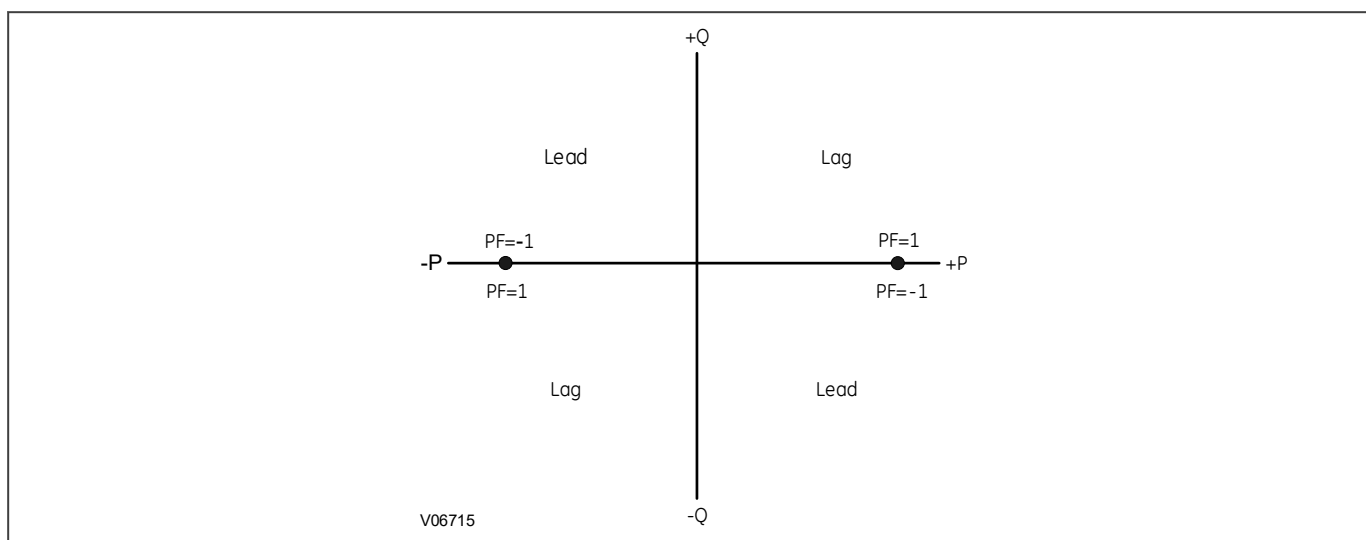


Figure 124: Konwencje współczynnika mocy

15.10.2 LOGIKA WSPÓŁCZYNNIKA MOCY

Dla każdego elementu, gdy zmierzony współczynnik mocy staje się bardziej opóźniony lub prowadzący (w zależności od ustawienia użytkownika) niż poziom **Switch-In** (Włączanie), przełącznik obsługuje wybrany przez użytkownika zestaw wyjściowy. Wyjście to może zostać użyte do sterowania urządzeniem przełączającym, które łączy pojemność z obwodem, albo do sygnalizowania alarmu operatorowi systemu. Jeśli po wejściu w ten stan współczynnik mocy stanie się mniej opóźniony lub prowadzący niż poziom **Switch-Out** współczynnika mocy przez czas dłuższy niż ustawione opóźnienie **Time Delay**, przełącznik zresetuje zestaw wyjściowy do stanu nieoperacyjnego.

W przypadku przekładników napięciowych w układzie Delta funkcja współczynnika mocy ma zablokowane działanie, chyba że wszystkie trzy napięcia będą przekraczać próg V_{min} , a co najmniej jeden prąd będzie mieć wartość powyżej $0,002 \times$ przekładnik prądowy. Timery opóźnienia elementu współczynnika mocy będą mogły odliczać czas, gdy próg napięcia zostanie przekroczony na wszystkich fazach, a współczynnik mocy pozostaje poza obszarem pomiędzy zaprogramowanymi poziomami **Switch-In** (Włączanie) oraz **Switch-Out** (Wyłączanie). W ten sam sposób, gdy warunek współczynnika mocy uruchomi timer opóźnienia zaprogramowany jako opóźnienie **Time Delay**, jeżeli wszystkie trzy napięcia spadną poniżej progu, zanim upłynie czas timera, element zresetuje się bez zadziałania. Utrata napięcia podczas jakiegokolwiek stanu spowoduje powrót elementów współczynnika mocy do stanu resetowania.

W przypadku przekładników napięciowych w układzie wye wartość współczynnika mocy obliczana jest na podstawie poprawnej fazy lub faz, których napięcie wynosi powyżej progu ustalonego przez użytkownika, a prąd przekracza wartość $0,002 \times$ przekładnik prądowy. Timery opóźnienia elementu współczynnika mocy będą mogły prowadzić odliczanie, gdy spełnione są warunki nadzoru, a współczynnik mocy pozostaje poza obszarem pomiędzy zaprogramowanymi poziomami **Switch-In** (Włączanie) oraz **Switch-Out** (Wyłączanie). W ten sam sposób, gdy warunek współczynnika mocy uruchomi timer opóźnienia, jeżeli co najmniej jedna poprawna faza nie spełnia już warunków nadzoru, współczynnik mocy zostanie przeliczony ponownie na podstawie faz, które nadal są poprawne. Jeżeli element jest ciągle aktywowany z nową wartością współczynnika mocy, timer będzie kontynuować taktowanie, w przeciwnym razie element zresetuje się bez zadziałania.

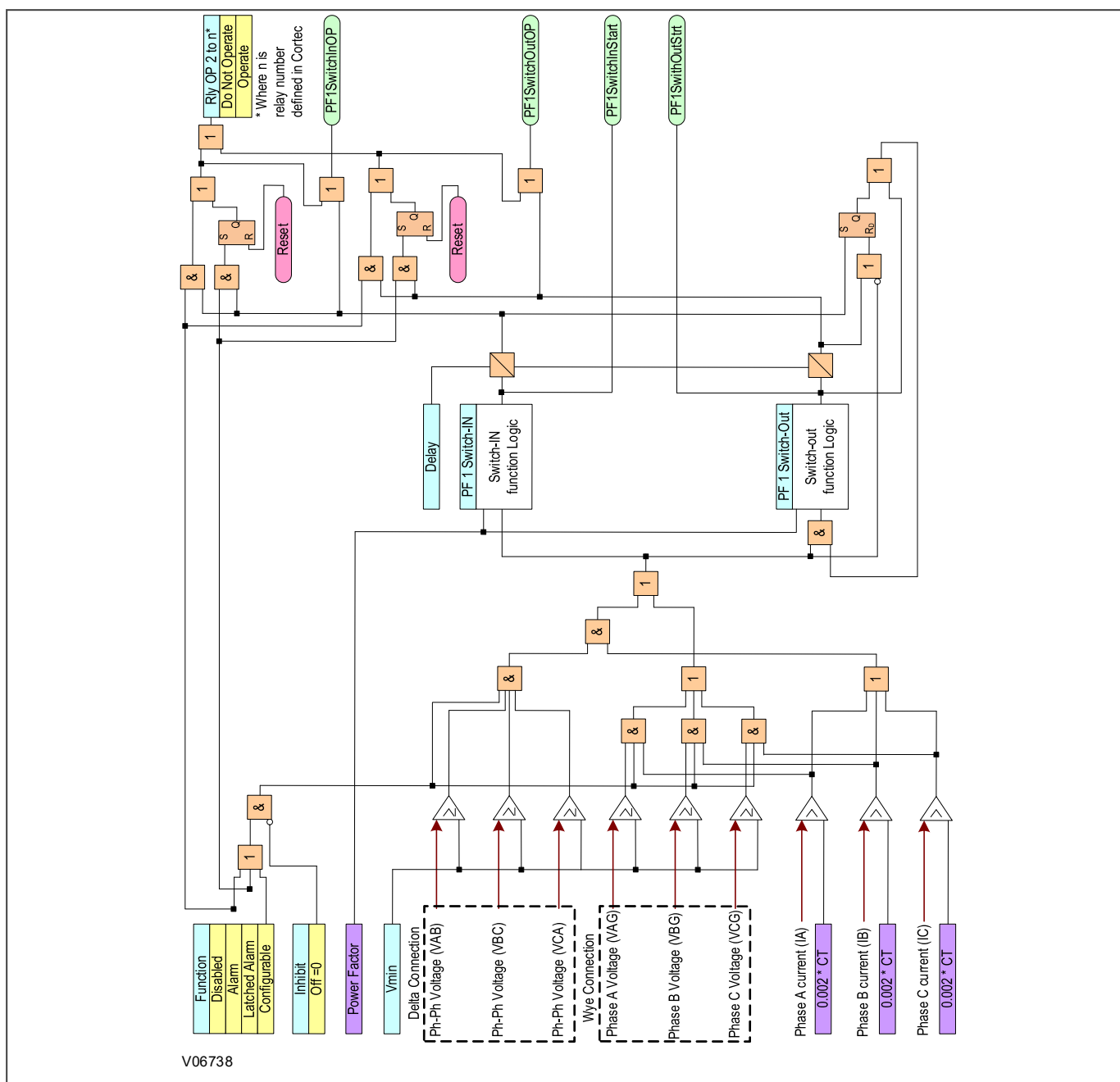
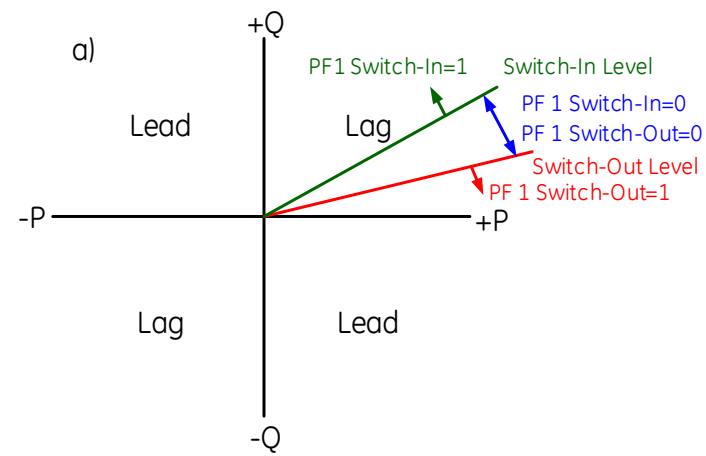


Figure 125: Logika współczynnika mocy

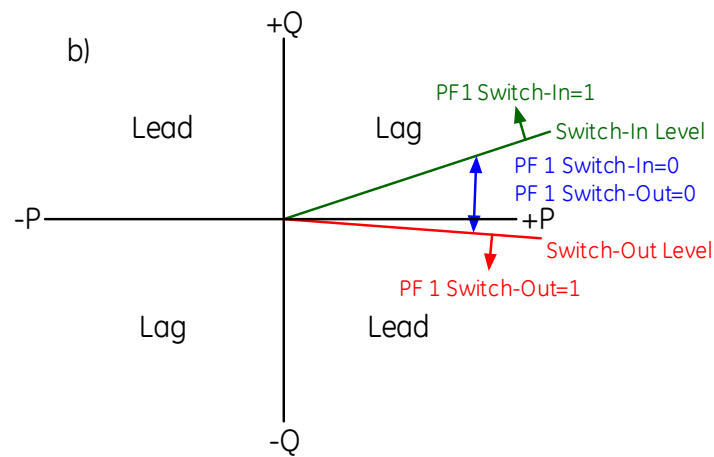
15.10.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI LOGIKI WSPÓŁCZYNNIKA MOCY

Ustawienia **Switch-In** (Włączanie) oraz **Switch-Out** (Wyłączanie) można ustawić jako wartość ujemną, która oznacza główny współczynnik mocy, a wartość dodatnią jako opóźniony współczynnik mocy. Należy pamiętać, że **Switch-In** (Włączanie) i **Switch-Out** (Wyłączanie) wzajemnie się wykluczają, jak przedstawiono na poniższych przykładach zastosowań, gdzie nie ma wspólnej strefy, w której zarówno **Switch-In** (Włączanie), jak i **Switch-Out** (Wyłączanie) byłyby aktywne.

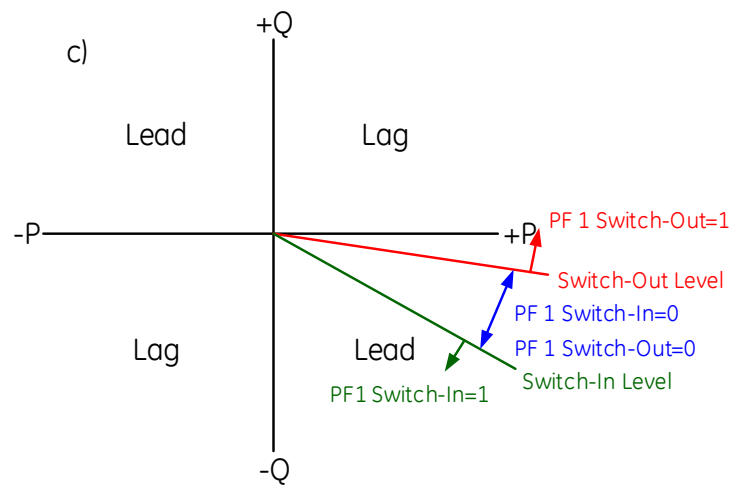
Na rysunkach poniżej przedstawiono przykładowe zastosowania poziomów **Switch-In** (Włączanie) i **Switch-Out** (Wyłączanie):



V06717



V06718



V06719

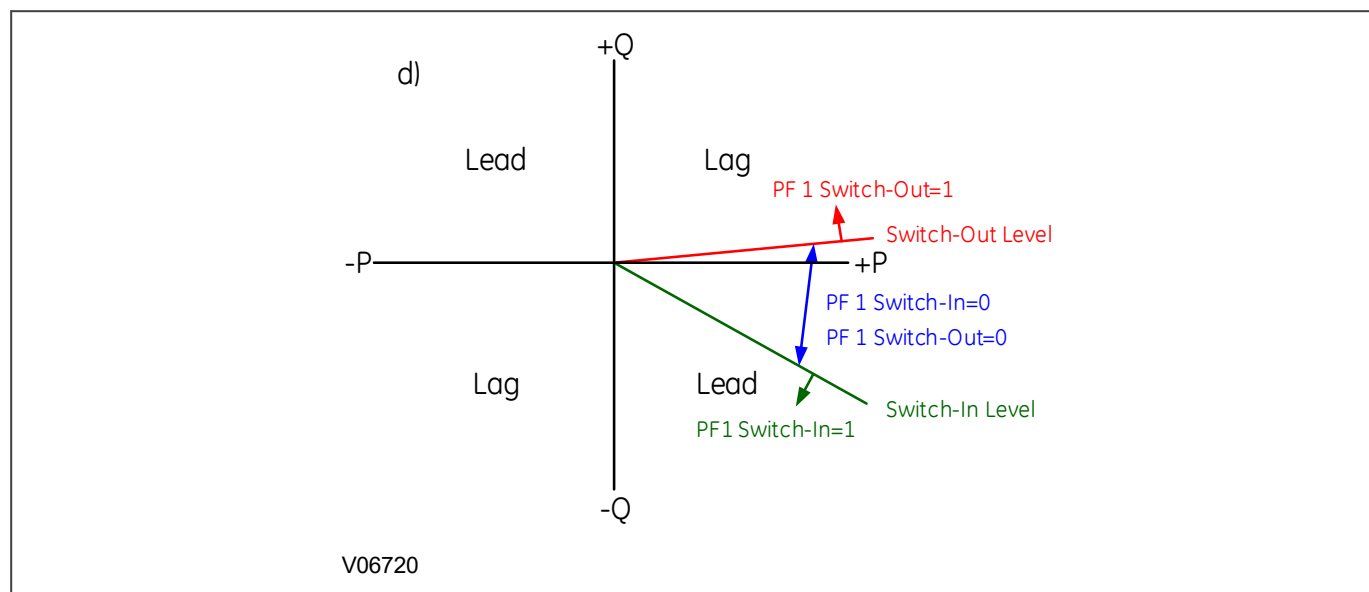


Figure 126: Przykłady zastosowania elementu współczynnika mocy

15.11 PRĄD ŁUKOWY WYŁĄCZNIKA

Ogólnie rzecz biorąc, pożądane jest, aby operator systemu utrzymywał współczynnik mocy jak najbliżej jedności, aby zminimalizować zarówno koszty, jak i skoki napięcia. Ponieważ współczynnik mocy jest zmienny w typowych obwodach niededykowanych, korzystne jest skompensowanie niskich (opóźnionych) wartości współczynnika mocy poprzez podłączenie banku kondensatorów do obwodu, gdy jest to wymagane.

15.11.1 IMPLEMENTACJA PRĄDU ŁUKOWEGO WYŁĄCZNIKA

Prąd łukowy wyłącznika wdraża się w ścieżce **SETPOINT\MONITORING\CIRCUIT BREAKER\CB 1 MONITOR**. Urządzenie ma jeden element prądu łukowego wyłącznika.

Ten element prądu łukowego wyłącznika oblicza szacunkowe zużycie na fazę zestyków wyłącznika, mierząc i całkując do kwadratu prąd przepływający przez zestyki wyłącznika jako łuk. Te wartości dla każdej fazy są dodawane do skumulowanych sum dla każdej fazy i są porównywane z zaprogramowaną wartością progową jako ustawienie w wartości zadanej **Alarm Value** (Wartość alarmu). Gdy próg zostanie przekroczony w dowolnej fazie, przekaźnik może ustawić operand wyjściowy, uruchomić przekaźnik wyjściowy zgodnie z ustawieniem i ustawić alarm. Skumulowana wartość dla każdej fazy: **Arc current Phase A (Prąd łukowy, faza A)**, **Arc current Phase B (Prąd łukowy, faza B)**, **Arc current Phase C (Prąd łukowy, faza C)** i **Σ Arcing Current (Σ Prąd łukowy)** są wyświetlane jako wartość rzeczywista w sekcji **Records** (Rekordy).

Wartości te można wyczyścić, przechodząc do menu **Records/Clear Records** (Rekordy / Wyczyść rekordy) i albo wykonując pojedyncze polecenia czyszczenia wyłącznie skumulowanych wartości „BKR (x) Arcing Current”, albo wykonując polecenie czyszczenia wszystkich rejestrów „All Records”. Dane zostaną wyczyszczone przez zmianę ustawienia polecenia na „YES” (Tak) i naciśnięcie klawisza ENTER. Po wyczyszczeniu danych ustawienie polecenia automatycznie zmieni się na „NO” (Nie).

15.11.2 LOGIKA PRĄDU ŁUKOWEGO WYŁĄCZNIKA

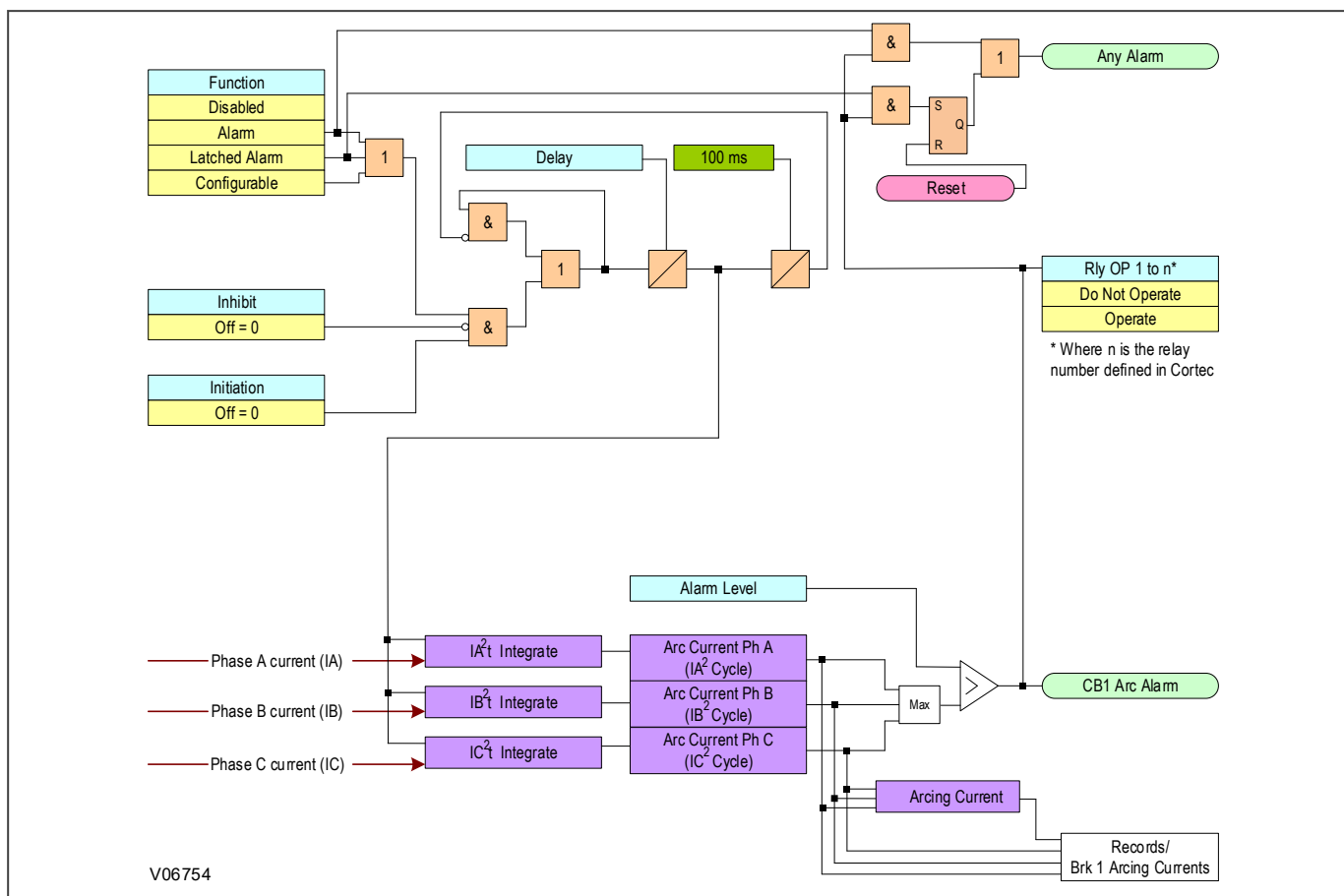


Figure 127: Logika prądu łukowego wyłącznika

15.11.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA PRĄDU ŁUKOWEGO WYŁĄCZNIKA

Do zainicjowania tej funkcji używane są te same operandy wyjściowe, które zostały wybrane do obsługi przekaźnika wyjściowego Trip (Wyzwolenia zabezpieczenia) i które są używane do wyzwolenia bezpiecznika, aby wskazać, że rozpoczęła się sekwencja wyzwolenia. Wejścia/operandy są wybierane w wartości zadanej **Initiation** (Inicjacja) i inicjują schemat Breaker Arcing Current (Prąd łukowy wyłącznika).

Wartość zadana **Delay** (Opóźnienie) to zwłoka czasowa wprowadzona przed zainicjowaniem i rozpoczęciem integracji, aby zapobiec integracji przepływu prądu przez wyłącznik, zanim dojdzie do rozdzielenia się zestyków. Ten przedział czasu obejmuje czas działania przekaźnika wyjściowego, wszystkich pozostałych przekaźników wyjściowych oraz mechanizmu wyłącznika. W celu zapewnienia maksymalnej dokładności pomiarowej przedział czasu pomiędzy zmianą stanu operandu (od 0 do 1) a rozdzielaniem się zestyków powinien być mierzony dla konkretnej instalacji.

Integracja zmierzonego prądu trwa przez 100 ms, co powinno objąć cały okres łukowania.

Wartość zadana **Alarm Value** (Wartość alarmu) określa wartość progową (kA²-cykl), powyżej której ustawiony jest operand wyjściowy.

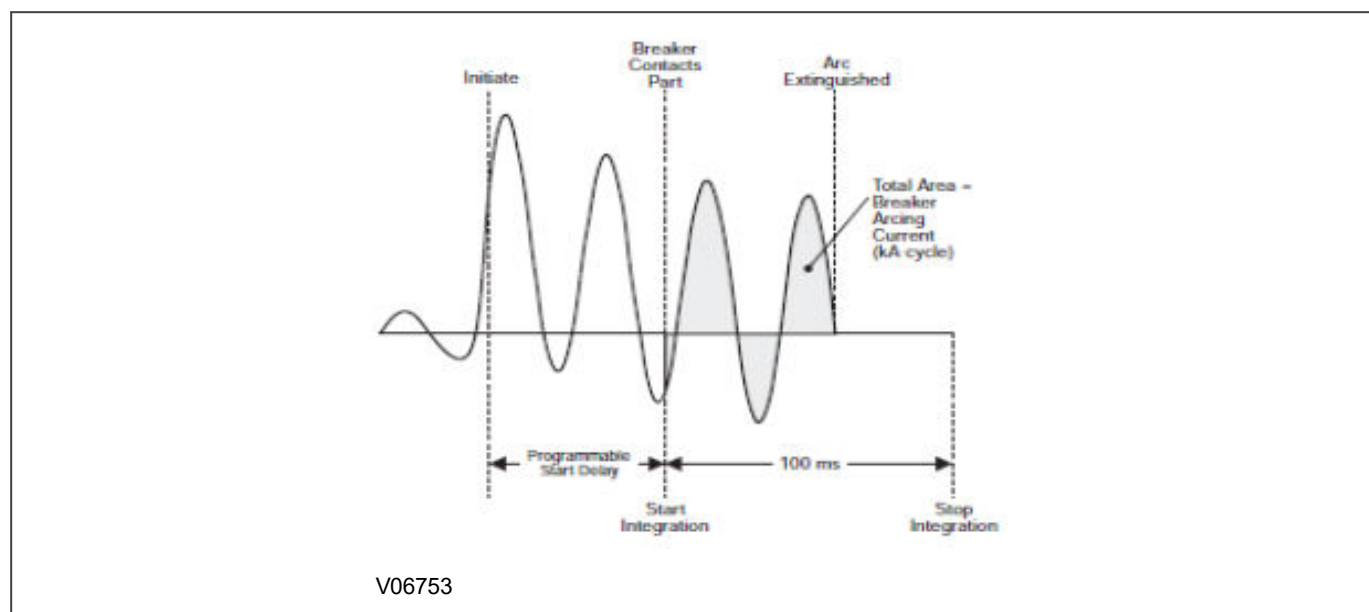


Figure 128: Pomiar prądu łukowego wyłącznika

15.12 ZAKŁÓCENIA NAPIĘCIA

15.12.1 SPADEK NAPIĘCIA (ZAPAD)

Zgodnie z normą „IEEE 1159-2009: Zalecana praktyka IEEE w zakresie monitorowania jakości energii elektrycznej” spadek napięcia oznacza spadek napięcia RMS między 0,1 pu a 0,9 pu przez czas trwania od 0,5 cyklu do 1 minuty. Warunek ten kończy się, gdy poziom wzrośnie do co najmniej 10% napięcia znamionowego powyżej ustawienia SAG LEVEL (Poziom spadku). Gdy napięcie na którejkolwiek fazie spadnie poniżej tego poziomu, wystąpi stan spadku. Spadki napięcia zazwyczaj są powiązane ze zwarciami w sieci, ale mogą być także wywołane przełączaniem dużych obciążeń lub uruchamianiem wielkich silników. Krótkotrwały spadek napięcia może spowodować zakłócenia procesów.

15.12.2 WZROST NAPIĘCIA

Zgodnie z IEEE 1159-2009 wzrost napięcia to zwiększenie napięcia RMS powyżej 1,1 pu przez czas trwania od 0,5 cyklu do 1 minuty. Aby zakończyć warunek wzrostu napięcia, poziom musi spaść do 10% napięcia znamionowego poniżej ustawienia **SWELL LEVEL** (Poziom wzrostu). Wzrosty napięcia zazwyczaj są powiązane z warunkami zwarć w sieci, ale są znacznie mniej powszechne niż spadki napięcia. Zwarcie SLG w sieci może wywołać wzrost ciśnienia skutkujący tymczasowym wzrostem napięcia na poprawnie działających fazach. Wzrosty napięcia mogą być także spowodowane wyłączeniem dużego obciążenia lub włączeniem dużego banku kondensatorów. Wzrost napięcia może wywołać awarię komponentów w zależności od wielkości i częstotliwości danego zdarzenia.

Poniżej przedstawiono tabelę referencyjną przedstawiającą różne kategorie warunków wzrostu/spadku napięcia zgodnie z czasem ich trwania i poziomem pobudzenia.

Krótkotrwała średnia kwadratowa (rms)	Duration	Poziom
Natychmiastowy		
Spadek	0,5 - 30 cykli	0,1 - 0,9 pu
Wzrost	0,5 - 30 cykle	1,1 - 1,8 pu
Chwilowy		
Spadek	30 cyklu – 3 s	0,1 - 0,9 pu
Wzrost	30 cyklu – 3 s	1,1 - 1,4 pu
Przerwanie	0,5 cyklu – 3 s	< 0,1 pu
Tymczasowy		
Spadek	> 3 s – 1 min	0,1 - 0,9 pu
Wzrost	> 3 s – 1 min	1,1 - 1,2 pu
Przerwanie	> 3 s – 1 min	< 0,1 pu

15.12.3 IMPLEMENTACJA ZAKŁÓCEŃ NAPIĘCIA

Przełącznik zapewnia cztery elementy zakłóceń napięcia jakości mocy do monitorowania spadku napięcia i wzrostu napięcia.

Wzrost napięcia działa po ustawionym czasie opóźnienia **Volt Swell Delay**, gdy tylko którakolwiek z faz napięcia przekroczy ustawiony poziom napięcia zaprogramowany jako **Volt Swell Set**.

Spadek napięcia działa po ustawionym czasie opóźnienia **Volt Sag Delay**, gdy tylko którakolwiek z faz napięcia jest większa niż poziom napięcia minimalnego ustawiony przy użyciu ustawienia **Vmin**, a napięcie spadnie poniżej ustalonej wartości **Volt Sag Set**.

Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Star” (gwiazda), to ustawienie **Mode** (Tryb) dalej definiuje ilość roboczą i wartość jednostkową dla tego elementu. Jeżeli tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na „Phase-phase” (Międzyfazowy), to ilość robocza dla tego elementu będzie międzyfazowa. I podobnie, jeżeli

tryb pomiaru napięcia ustawiony jest na fazowy, to ilość robocza dla tego elementu będzie równa napięciu fazowemu. Jeżeli jako opcja **Phase przekładnik napięciowy Input** zostanie wybrana „Delta”, używane jest napięcie międzyfazowe, niezależnie od dokonanego wyboru trybu **Mode**.

Aby uniknąć niepożądanego stałego alarmu w przypadku, gdy źródło zasilania po stronie zasilania zostanie wyłączone, alarm działania Volt Sag (spadek napięcia) jest ograniczony do długości czasu **Volt Sag tReset**. Po tym czasie resetowania alarmu alarm działania spadku zostanie zresetowany do kolejnego zdarzenia spadku.

15.12.4 LOGIKA ZAKŁÓCEŃ NAPIĘCIA

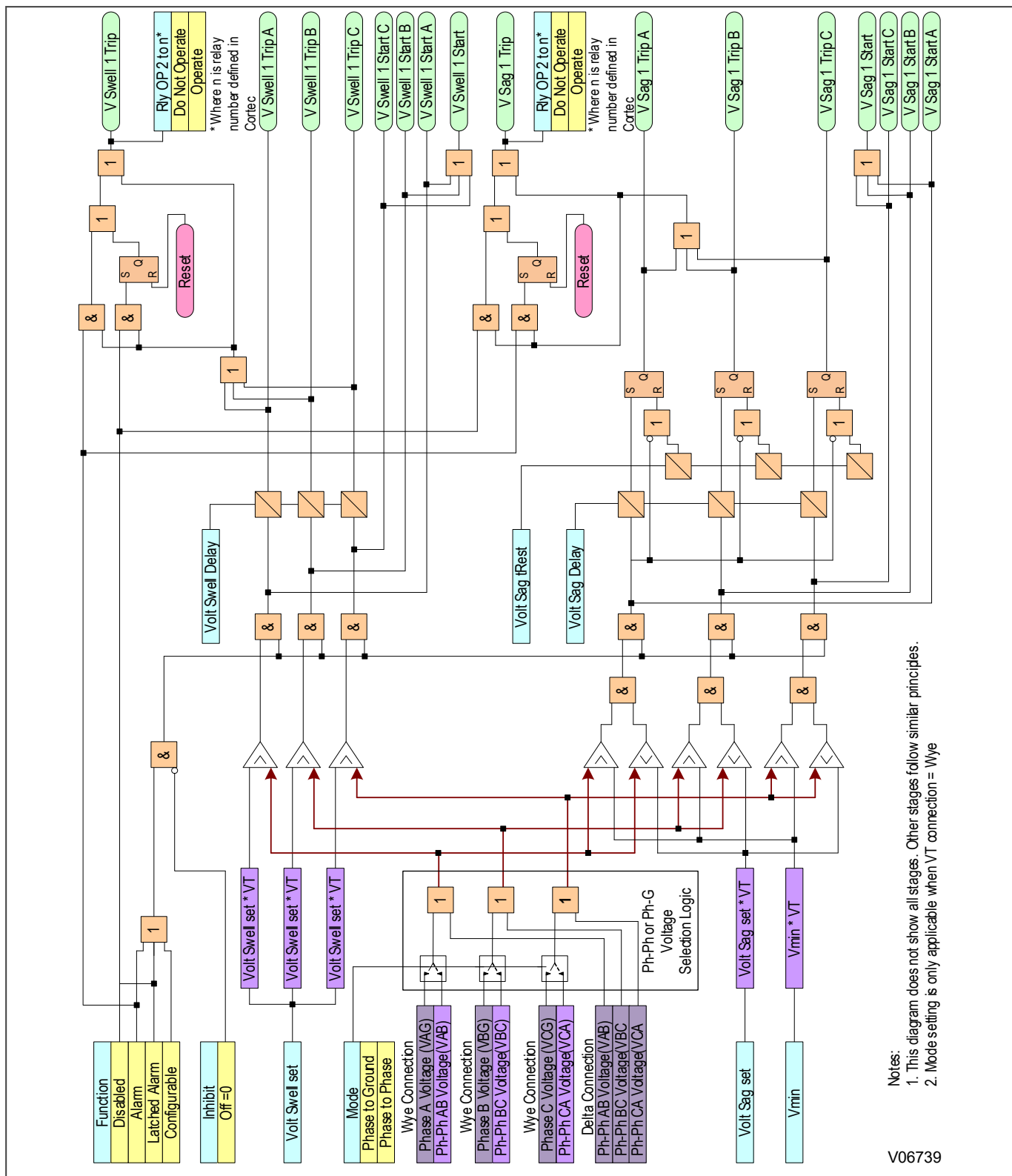


Figure 129: Logika zakłóceń napięcia

15.12.5 WYTYPYCNIE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI ZAKŁÓCEŃ NAPIĘCIA

Ustawienie **Volt Swell Set** definiuje poziom pobudzenia wzrostu napięcia dla fazy (A, B, C) i zazwyczaj ma wartość poziomu od 1,1 do 1,8 raza większego od przekładnik napięciowy / napięcia znamionowego.

Ustawienie **Vmin** definiuje minimalny poziom napięcia linii zasilającej wymagany do zidentyfikowania warunku spadku napięcia. Pozwoli to rozróżnić warunek spadku napięcia od warunku awarii linii zasilającej.

Ustawienie **Volt Sag Set** definiuje poziom pobudzenia spadku napięcia i zazwyczaj jest skonfigurowane na poziom od 0,1 do 0,9 raza większy od przekładnik napięciowy / napięcia znamionowego.

Ustawienia **Volt Swell Delay** oraz **Volt Sag Delay** określają zwłokę czasową zadziałania, odpowiednio, funkcji wzrostu i spadku napięcia. Warunki krótkiego czasu trwania (mniej niż 1 minuta) i długiego czasu trwania (powyżej 1 minuty) warunków wzrostu/spadku można rozróżnić, ustawiając odpowiednio czas opóźnienia.

Ustawienie **Volt Sag tReset** określa czas trwania alarmu działania spadku napięcia. Po tym czasie resetowania alarmu alarm działania spadku zostanie zresetowany do kolejnego zdarzenia spadku. To ustawienie pozwala uniknąć niepożądanego ciągłego alarmu w przypadku, gdy źródło zasilania po stronie zasilania jest wyłączone.

15.13 PRZERWY W NAPIĘCIU

15.13.1 IMPLEMENTACJA PRZERW W NAPIĘCIU

Urządzenie [product] zapewnia jeden element do monitorowania przerw w napięciu w ramach jakości mocy.

Ustawienie tej funkcji ma zastosowanie do napięcia składowej zgodnej. Gdy zmierzone napięcie jest niższe od wartości progowej, flaga pobudzenia jest aktywowana, a gdy przekroczy poziom zwolnienia, flaga jest negowana. Element ten oblicza także liczbę przerw w napięciu oraz łączny czas, przez jaki napięcie jest przerwane. Urządzenie będzie zapisywać najnowsze dane dotyczące liczby przerw w napięciu oraz łącznego czasu przerwy dla dowolnej określonej instancji. Zawsze, gdy napięcie składowej kierunku dodatniego spadnie poniżej wartości granicznej, wartości licznika przerw i uruchomień licznika łącznego czasu są zwiększane.

Funkcja wyświetla liczbę przerw w napięciu oraz łączny czas przerw w napięciu w wybranym okresie. Do wyboru są okresy: 8 godzin, 1 dzień, 1 tydzień, 1 miesiąc lub 1 rok.

8 godzin:	00:00 - 08:00, 08:00 - 16:00, 16:00 - 24:00
1 dzień:	0:00 - 24:00
1 tydzień:	poniedziałek 00:00 – niedziela 24:00
1 miesiąc:	pierwszy dzień 00:00 – ostatni dzień 24:00
1 rok:	1 stycznia 00:00 – 31 grudnia 24:00

15.13.2 LOGIKA PRZERW W NAPIĘCIU

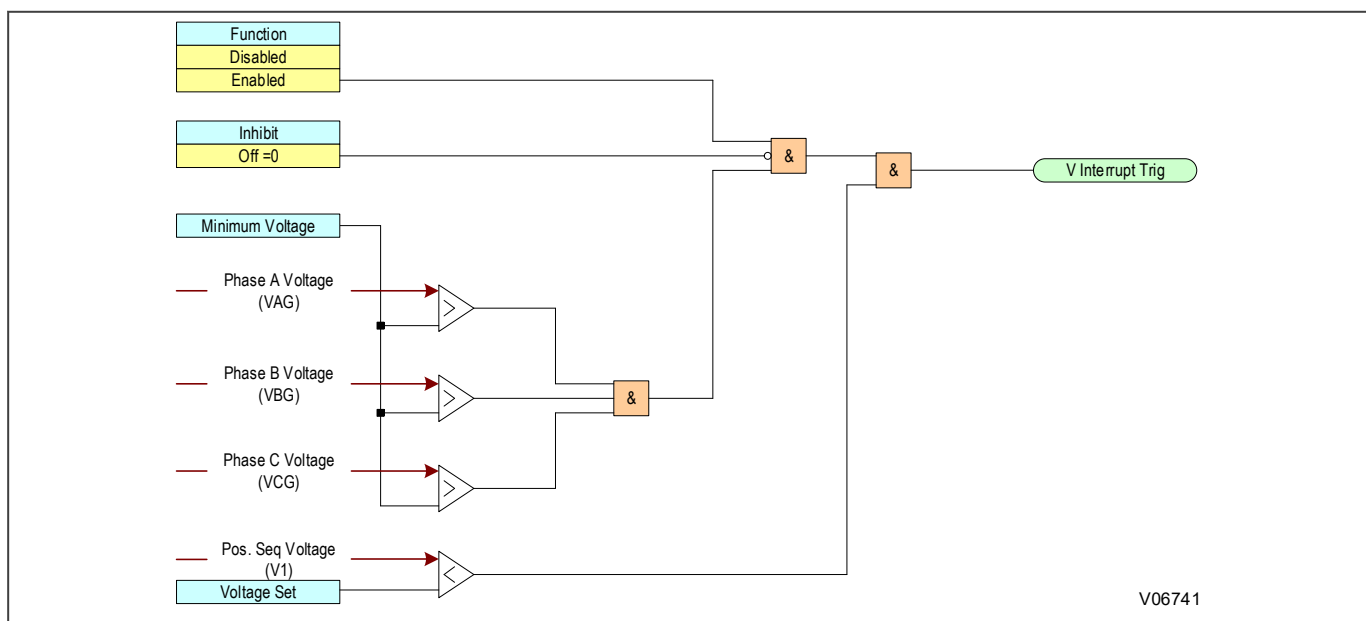


Figure 130: Logika przerw w napięciu

Zarejestrowane wartości przerw w napięciu można znaleźć w ścieżce **RECORDS\VOLTINTERRUPTION**

Licznik Curr Cml. CNT zlicza łącznie przerwy w napięciu w aktualnie wybranym okresie.

Curr Total Time to czas całkowity przerwy w napięciu dla aktualnie wybranego okresu.

Licznik Prev Cml. CNT to łączna liczba przerw w napięciu w poprzednio wybranym okresie.

Prev Total Time to czas całkowity przerwy w napięciu dla poprzednio wybranego okresu.

Wartości przerwy w napięciu można wyczyścić, używając polecenia **VoltInterruption** dostępnego w ścieżce **SETPOINTS|DEVICE|CLEAR RECORDS**, bezpośrednio z panelu przedniego urządzeń IED lub przez

oprogramowanie EnerVista. W tym celu należy przypisać ustawienie „On” (Wł.) lub operand FlexLogic do odpowiedniego ustawienia.

Wartości przerwy w napięciu można także wyczyścić, przechodząc do menu **RECORDS\CLEAR RECORDS** na panelu przednim urządzeń IED albo wykonując pojedyncze polecenie wyczyszczenia tylko zakumulowanych wartości **VoltInterruption**, albo wykonując polecenie czyszczenia wszystkich rejestrów (należy pamiętać, że polecenie **Clear All Records** spowoduje wyczyszczenie wszystkich rejestrów w urządzeniu, nie tylko przerw w napięciu). Dane zostaną wyczyszczone przez zmianę ustawienia polecenia na Yes (tak) i naciśnięcie klawisza ENTER. Po wyczyszczeniu danych ustawienie polecenia automatycznie zmieni się na „No” (Nie).

Dane można także wyczyścić przez menu COMMANDS w oprogramowaniu EnerVista, wykonując polecenie Clear (Wyczyść) przy wyborze **VoltInterruption**.

15.13.3 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI IMPLEMENTACJI PRZERW W NAPIĘCIU

Monitorowanie przerw w napięciu wdraża się w ścieżce **SETPOINTS\MONITORING\POWER QUALITY \VOLTINTERRUPTION**.

Ustawienie **Function** (Funkcja) określa, czy element ma wartość Disabled (Wył.) czy Enabled (Wł.).

Multilin Agile nie ma ustawienia do wyboru wejścia sygnału napięciowego. Sygnał używany do obliczeń przerw w napięciu to zawsze napięcie składowej zgodnej Ph VT1 Bank-A.

Ustawienie **Voltage Set** określa próg pobudzenia składowej zgodnej dla elementu zabezpieczenia podnapięciowego reagującego na składową kolejności dodatniej określonego zgodnie z czasami przekładnik napięciowy.

Ustawienie **Vmin** określa minimalne napięcie działania dla składowej zgodnej pod poziomem pobudzenia składowej zgodnej określonej zgodnie z czasami przekładnik napięciowy.

Ustawienie **Period** definiuje okres, przez który będzie wyświetlana liczba przerw w napięciu, oraz całkowity czas przerwy w napięciu.

Ustawienie **Inhibit** pozwala użytkownikowi na zablokowanie przerwy w napięciu, gdy wybrany operand jest aktywny.

15.14 MONITOROWANIE STANU WYŁĄCZNIKA

Urządzenie rejestruje różne statystyki powiązane z każdą operacją wyzwolenia wyłącznika, pozwalając tym samym na dokładniejsze oszacowanie stanu wyłącznika. Liczniki monitorowania stanu wyłącznika zwiększają się za każdym razem, gdy urządzenie wyda polecenie wyzwolenia zabezpieczenia.

Te statystyki są dostępne w menu **RECORDS\CIRCUIT BREAKER**. Pozycje menu są tylko wartościami licznika i nie można ich bezpośrednio ustawić. Można je jednak resetować podczas konserwacji. Osiąga się to poleceniem **Clear All Records** (Wyczyść wszystkie rekordy).

Uwaga:

W trybie próby odbiorczej liczniki monitorowania stanu wyłącznika nie są aktualizowane.

15.14.1 LOGIKA MONITOROWANIA STANU WYŁĄCZNIKA

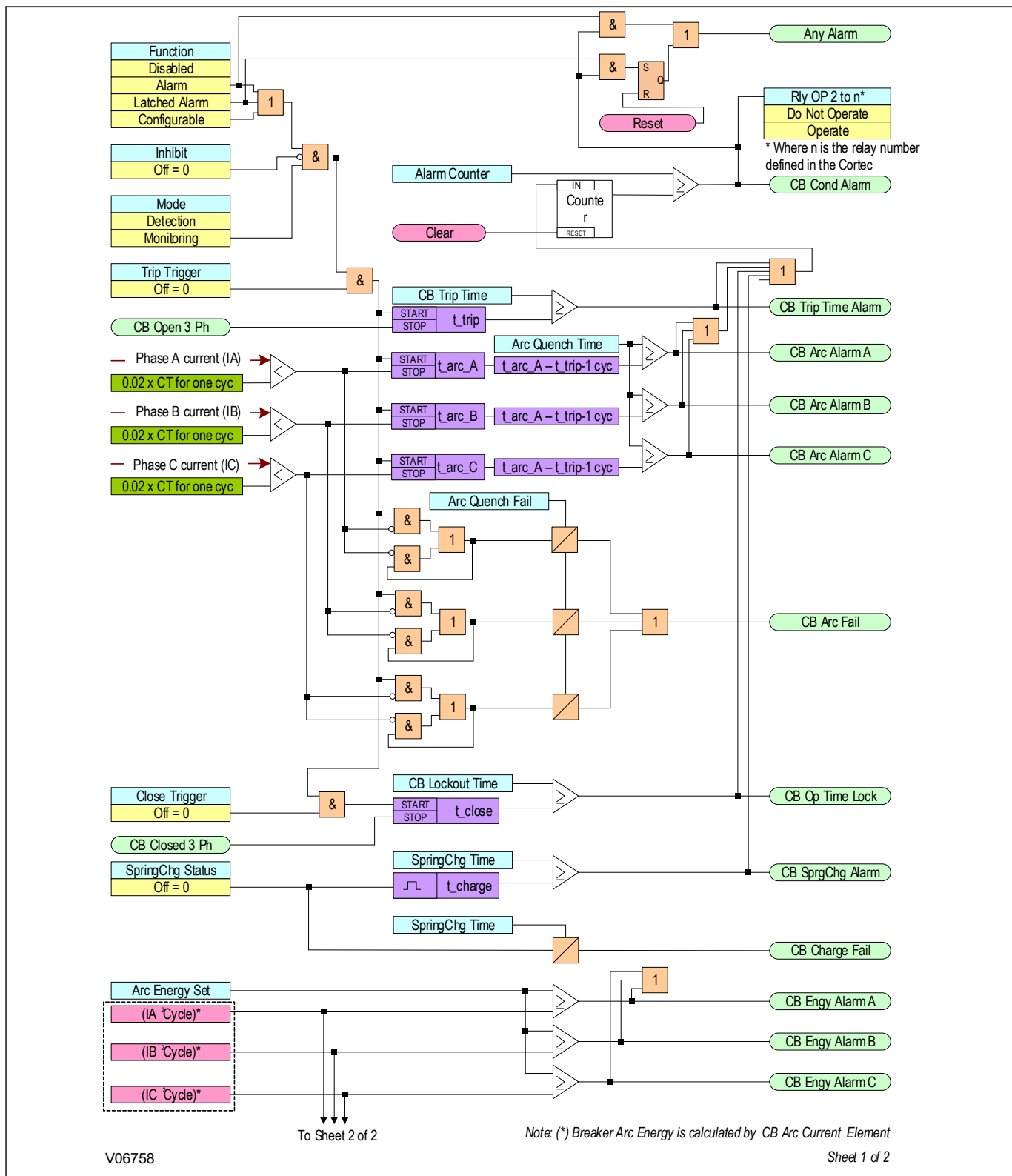


Figure 131: Logika monitorowania stanu wyłącznika – strona 1

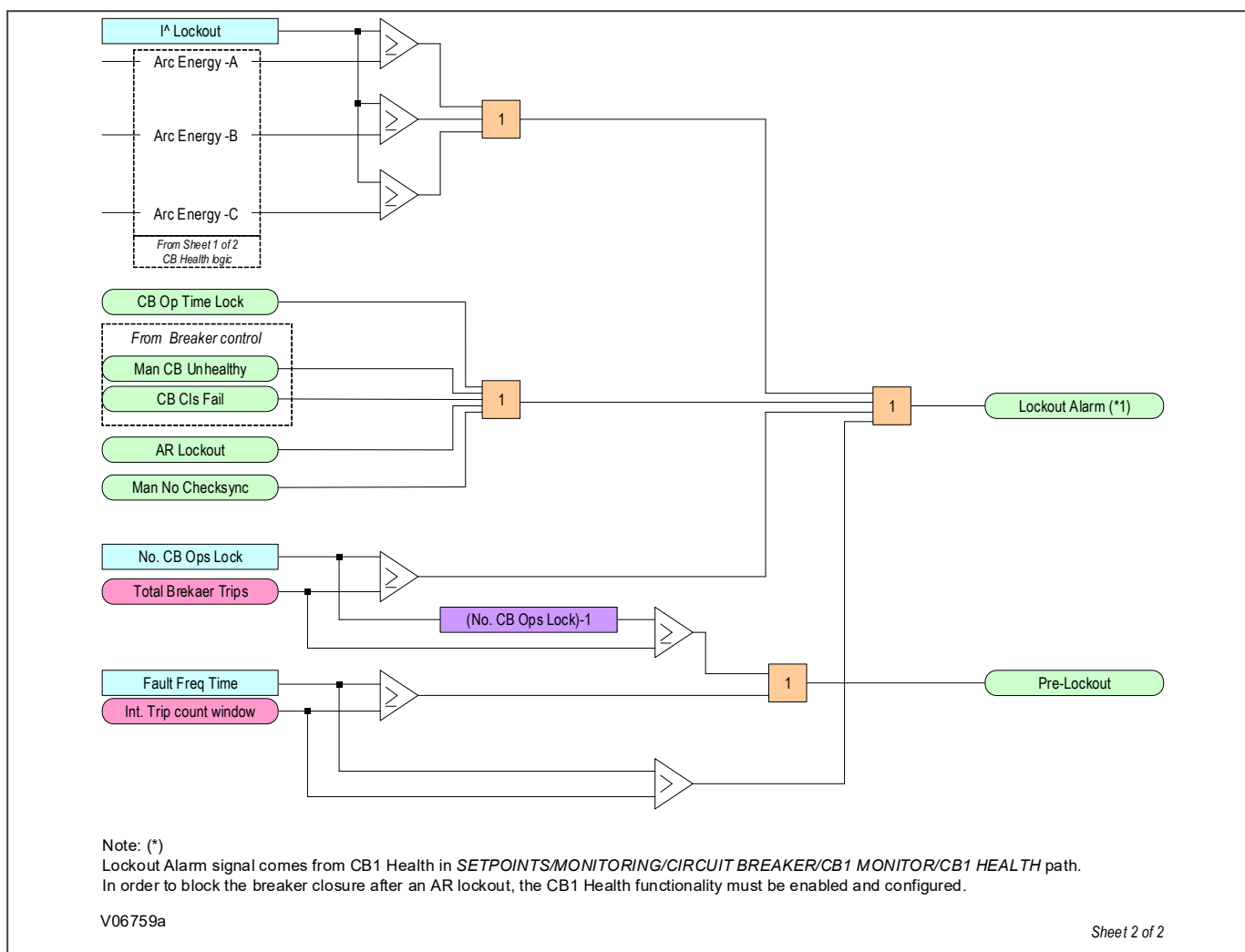


Figure 132: Logika monitorowania stanu wyłącznika – strona 2

15.14.2 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

15.14.2.1 USTAWIANIE WARTOŚCI PROGOWYCH ENERGII ŁUKOWEJ

Jeżeli linie zasilające są chronione za pośrednictwem wyłączników olejowych (OCB), to koszt wymiany oleju stanowi znaczną część kosztów konserwacji wyłącznika. Wymiany oleju są często realizowane po wykonaniu przez wyłącznik ustalonej liczby operacji w reakcji na zwarcie. Może to jednak skutkować przeprowadzeniem zbyt wczesnego przeglądu konserwacyjnego wyłącznika, gdy prądy zwarcia są raczej niewielkie, ponieważ degradacja oleju może być wolniejsza, niż się tego spodziewano. Akumulator prądu sumarycznego (licznik I^A) przechowuje sumaryczną wartość przerw w dopływie prądu spowodowanych zadziałaniem wyłącznika, skutkując tym samym dokładniejszą oceną stanu wyłącznika.

Wytrzymałość dielektryczna oleju na ogół zmniejsza się w funkcji I^2t , gdzie „I” to przerwany prąd zwarcia, a „t” to czas łuku w komorze gaszeniowej wyłącznika.

ARC ENERGY (Energia łukowa) jest obliczana przez element prądu łukowego wyłącznika. Jeżeli element prądu łukowego wyłącznika jest wyłączony, ARC ENERGY (Energia łukowa) nie będzie obliczana i nie należy korzystać z ustawienia **Arc Energy Set**. Użyta tutaj ARC ENERGY (Energia łukowa) to pojedyncza wartość dla każdego wyzwolenia zabezpieczenia, a nie zsumowana wartość zarejestrowana w elemencie Breaker Arcing Current (Prąd łukowy wyłącznika).

Uwaga:

Każdy program konserwacyjny musi być przygotowany zgodnie z zaleceniami producenta wyłącznika.

15.14.2.2 USTAWIANIE WARTOŚCI PROGOWYCH DLA LICZBY ZADZIAŁAŃ

Każde zadziałanie wyłącznika prowadzi w pewnym stopniu do zużycia jego podzespołów. Dlatego rutynowe zabiegi konserwacyjne, takie jak olejenie mechanizmu, mogą zależeć od liczby zadziałań wyłącznika. Odpowiednie ustawienie konserwacyjnych wartości progowych spowoduje wyzwolenie alarmu sygnalizującego konieczność przeprowadzenia konserwacji zapobiegawczej. Jeżeli konserwacja nie może zostać przeprowadzona, to w tym wypadku urządzenie można ustawić na blokowanie funkcji samoczynnego ponownego załączania przy osiągnięciu drugiej wartości progowej liczby zadziałań (**Blk.LB zadz.WYL**). Zapobiegnie to kolejnym ponowieniom załączenia, gdy wyłącznik nie zostanie przywrócony do stanu opisanego w procedurach konserwacyjnych producenta wyłącznika.

Wartość progowa blokowania **Blk.LB zadz.WYL** może być ustawiona na przerywanie cyklu samoczynnego ponownego załączania, jeżeli kolejna próba wyłączenia zwarcia nie może zostać zagwarantowana. Minimalizuje to ryzyko zapłonu oleju lub eksplozji.

15.14.2.3 USTAWIANIE WARTOŚCI PROGOWYCH DLA CZASU ZADZIAŁANIA

Wolne działanie wyłącznika wskazuje konieczność przeprowadzenia konserwacji mechanizmu. Aby to wymusić, określone są wartości progowe blokady (**Lockout Time**). Można je ustawić w zakresie od 0 do 600 ms. Zakres czasu ustawia się w odniesieniu do czasu przerywania obwodu przez wyłącznik.

15.14.2.4 USTAWIANIE WARTOŚCI PROGOWYCH DLA NADMIERNEJ CZĘSTOTLIWOŚCI ZWARĆ

Zwarcia trwałe z reguły powodują blokadę SPZ, co wymaga przeprowadzenia konserwacji. Zwarcia przerywane, na przykład powodowane zwieraniem przewodów przez gałęzie drzew, mogą powtarzać się poza czasem regeneracyjnym, a ich główna przyczyna może nigdy nie zostać ustalona. Z tego powodu możliwe jest ustawienie licznika częstych operacji, który pozwala na monitorowanie określonej liczby operacji **Fault Freq Count** w ustawionym przedziale czasu **Fault Freq Time**. Możliwe jest ustawienie indywidualnych wartości progowych dla alarmów oraz blokady.

15.15 MONITOROWANIE STANU WYŁĄCZNIKA

Funkcja monitorowania stanu wyłącznika służy do sprawdzenia pozycji wyłącznika - czy jest otwarty, czy zamknięty. Większość wyłączników jest wyposażona w pomocnicze zestyki, które dostarczają informacje o stanie wyłącznika (otwarty lub zamknięty) do sprzętu monitorującego, takiego jak urządzenie IED. Te pomocnicze zestyki noszą następujące nazwy:

- 52A - zestyki, które znajdują się takim samym położeniu co wyłącznik,
- 52B - zestyki znajdują się w położeniu odwrotnym niż położenie wyłącznika.

To urządzenie można skonfigurować do monitorowania obu tych rodzajów wskazań stanu wyłącznika. Jeżeli z jakiegoś powodu stan ich położenia nie będzie znany, zostanie aktywowany alarm.

Niektóre wyłączniki wyposażone są w oba zestawy zestyków. W takim wypadku, zestyki te zwykle znajdują się w przeciwnym położeniu. Jeżeli oba zestawy zestyków będą otwarte, będzie to wskazywało na wystąpienie następujących warunków:

- usterka zestyków pomocniczych/okablowania,
- niesprawny wyłącznik,
- Wyłącznik w pozycji odcięcia.

Jeżeli oba zestawy zestyków będą zamknięte, będzie to wskazywało na wystąpienie tylko jednego możliwego warunku:

- usterka zestyków pomocniczych/okablowania,
- niesprawny wyłącznik,

Jeżeli występuje którykolwiek z warunków wymienionych powyżej, zostanie uruchomiony alarm. Tej funkcji można przypisać zestyk przez edytor równań FlexLogic. Zwłoka czasowa jest ustawiana dla zapobieżenia niepożądanemu zadziałaniu podczas normalnych operacji przełączania.

W sekcji **SETPPOINTS\SYSTEM\CB SETUP\BREAKER** występuje ustawienie o nazwie **CB Status Input** (Wej.stan wylacz.), które można ustawić na jedną z czterech następujących opcji:

- Brak
- 52A
- 52B
- 52A & 52B

W przypadku, gdy wybrano opcję *None*, status wyłącznika będzie niedostępny. Jeżeli wybrano tylko opcję 52A, urządzenie zakłada, że sygnał 52B ma wartość przeciwną do sygnału 52A. Informacja o statusie wyłącznika będzie w ten sposób uzyskana, ale nie zostanie aktywowany alarm sygnalizujący niezgodność położenia zestyków. Powyższe ma także miejsce, gdy wybrana jest tylko opcja „52B”. Jeżeli wybrano opcję „Both 52A and 52” (oba, 52A oraz 52B), informacja o statusie będzie dostępna oraz możliwe będzie alarmowanie o niezgodność położenia zestyków, zgodnie z poniższą tabelą

Położenia zestyków pomocniczych		Wykryty stan wyłącznika	Działanie
52A	52B		
Otwarty	Zamknięty	wyłącznik otwarty,	Wyłącznik sprawny
Zamknięty	Otwarty	Wyłącznik zamknięty	Wyłącznik sprawny
Zamknięty	Zamknięty	Stan nieznany	Alarm uruchomiony, gdy stan się utrzymuje
Otwarty	Otwarty	Stan nieznany	Alarm uruchomiony, gdy stan się utrzymuje

15.15.1 LOGIKA MONITOROWANIA STANU WYŁĄCZNIKA

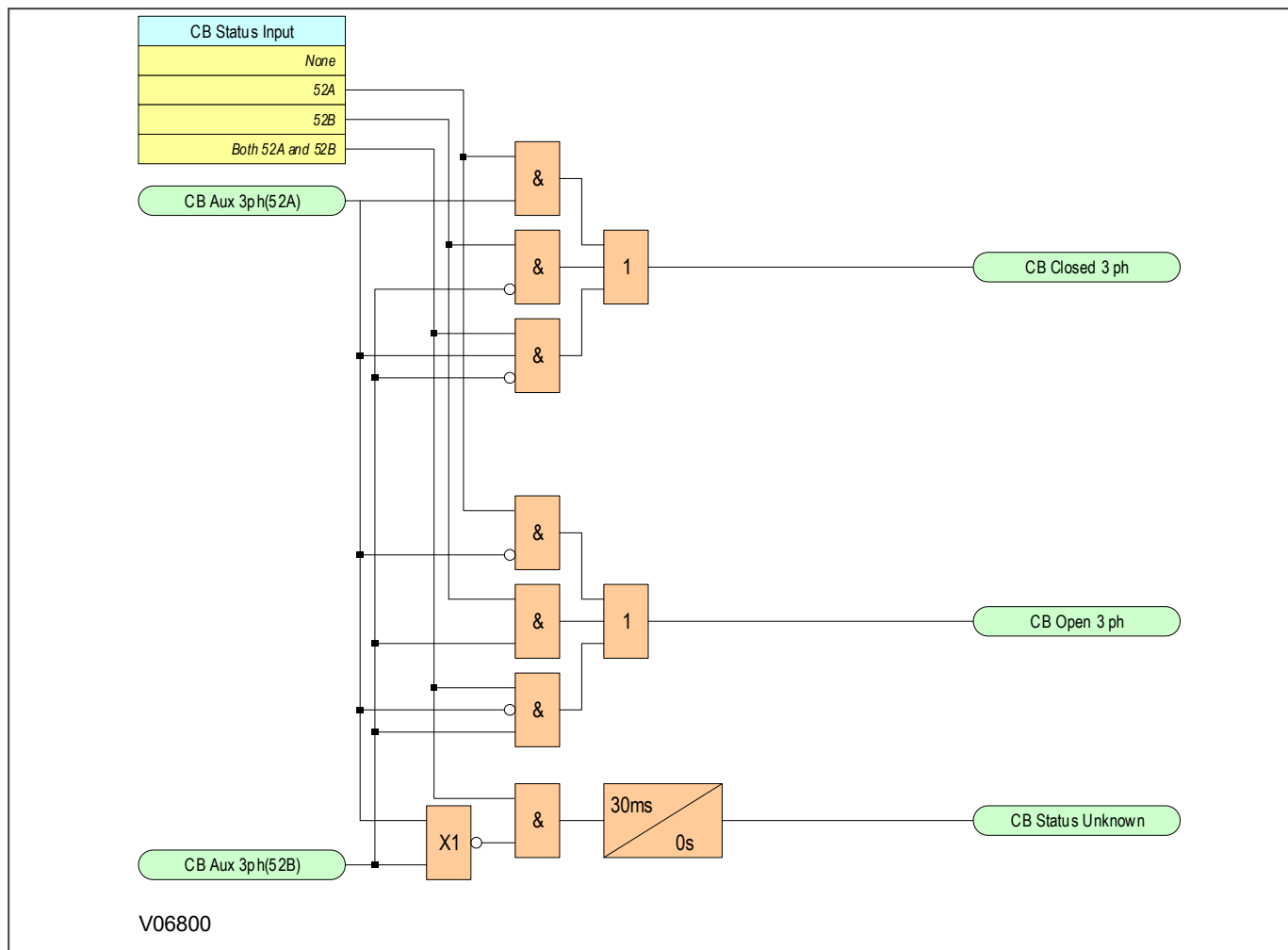


Figure 133: Logika monitorowania stanu wyłącznika

15.16 GRUPA WARTOŚCI ZADANYCH

Urządzenie IED obejmuje sześć grup ustawień. Wszystkie ustawienia zawarte w wartościach zadanych zabezpieczeń są odtwarzane w sześciu grupach oznaczonych jako Grupy 1, 2, 3, 4, 5 i 6. Te wielokrotne ustawienia umożliwiają zarówno automatyczne, jak i ręczne przełączanie na ustawienia zabezpieczeń dla różnych sytuacji roboczych. Dostępna jest automatyczna (adaptacyjna) regulacja ustawień zabezpieczeń w celu zmiany ustawień w przypadku zmiany konfiguracji systemu zasilania.

Automatyczny wybór grupy można zainicjować dowolnym sygnałem skonfigurowanym w ustawieniach **Ustawienia Grupa (n)** w **SETPOINTS\CONTROL\SETPOINT GROUP**, gdzie (n) to wartość od 2 do 6.

Grupa 1 to domyślnie grupa aktywna i jest używana, chyba że inna grupa ma stać się aktywna. Grupę aktywną można wybrać w ustawieniu **Nastawy aktywne** w **SETPOINTS\CONTROL\SETPOINT GROUP** lub przez aktywację sygnałów skonfigurowanych w ustawieniach **Ustawienia Grupa (n)**. Jeżeli przy wyborze grupy aktywnej występuje konflikt pomiędzy ustawieniem **Active Settings** (Nastawy aktywne) a aktywacją sygnałów skonfigurowaną w dowolnych innych ustawieniach **Ustawienia Grupa (n)**, aktywowana jest grupa o wyższym numerze. Jeśli na przykład wszystkie wejścia dla grupy 2, 3, 4, 5 i 6 są aktywne, IED korzysta z grupy 6. Jeżeli następnie wejście logiczne dla grupy 6 zostanie zanegowane, IED korzysta z grupy 5. Niektóre warunki zastosowania wymagają, aby urządzenie IED nie zmieniał aktualnie aktywnej grupy. Zmianie grupy wartości zadanych można zapobiec, konfigurując ustawienia **Change Inhib.(n)**, gdzie (n) to wartość od 1 do 6. Ustawienia te wybierają sygnały, które blokują zmianę aktywnej grupy wartości zadanych. Jeżeli trzeba, zazwyczaj blokowanie zmiany stosuje się, gdy pobudzone są elementy zabezpieczenia nadprądowego [fazowe, uziemienie (zmierzone lub obliczone), czułe uziemienie lub składowa kolejności ujemnej], przeciwprzepięciowego, podnapięciowego szyny lub linii albo obniżenia częstotliwości.

Ścieżka grupy wartości zadanych: **SETPOINTS\CONTROL\SETPOINT GROUP**

Uwaga:

Stan grupy aktywnej można sprawdzić w ścieżce **DEVICE STATUS\DEVICE STATUS**, bezpośrednio w interfejsie HMI lub przez kartę **Monitor** w oprogramowaniu EnerVista Configuration.

15.17 FUNKCJA SELECT BEFORE OPERATE (WYBIERZ PRZED URUCHOMIENIEM)

15.17.1 IMPLEMENTACJA FUNKCJI SELECT BEFORE OPERATE (WYBIERZ PRZED URUCHOMIENIEM)

W modelach 30TE z konfigurowalnym schematem jednokreskowym Multilin Agile zapewnia lokalne sterowanie wyłącznikami i przełącznikami przy użyciu przycisków na panelu przednim dzięki funkcji Wybierz przed uruchomieniem (Select Before Operate, SBO). Funkcja SBO jest dostępna tylko w trybie lokalnym, gdy przełącznik jest zamówiony z 30TE. Funkcję SBO można włączyć za pomocą ustawienia **Local with SBO** (Lokalny z SBO) w ścieżce menu: **Setpoint\Control\Local Control w/SBO**.

- Po włączeniu ustawienia **Local with SBO** (Lokalny z SBO) zostanie aktywowane sterowanie lokalne wszystkimi wyłącznikami i przełącznikami za pomocą panelu przedniego. W tym przypadku ustawienie wyłącznika **Control By** (Sterowanie przez) oraz wszystkie ustawienia przełączników **Control By** (Sterowanie przez) są domyślnie ustawiane na tryb lokalny. Ustawienia **Control By** dla wyłącznika i przełączników znajdują się w ścieżce menu: **Setpoint\Control\CB Control w przypadku wyłącznika** oraz w ścieżce **Setpoint\Control\Switch Control** w przypadku przełączników.
- Gdy ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) pozostaje wyłączone, to wyłącznik można indywidualnie ustawić na tryby lokalny/zdalny/optyczny, używając ustawienia **Control By** w ścieżce menu **Setpoint\Control\CB Control**. Podobnie przełącznik można indywidualnie ustawić na tryb lokalny lub zdalny, używając wartości zadanej **Control By** w ścieżce menu **Setpoint\Control\Switch Control**.

15.17.2 LOGIKA FUNKCJI SELECT BEFORE OPERATE (WYBIERZ PRZED URUCHOMIENIEM)

15.17.2.1 WYBÓR URZĄDZENIA PRZEŁĄCZAJĄCEGO PRZY UŻYCIU KŁAWISZY NAWIGACYJNYCH

Na panelu przednim Multilin Agile znajdują się przyciski nawigacyjne, które wyróżniają komponent na schemacie jednokreskowym (wyłącznik lub odłącznik / rozłącznik napowietrzny). Jak przedstawiono na poniższym rysunku, przyciski nawigacyjne (góra/dół/lewo/prawo) służą do przeglądania komponentów schematu jednokreskowego (SLD). Te przyciski służą wyłącznie do nawigacji po SLD. Nawigacja rozpoczyna się od podświetlenia pierwszego wyłącznika, a następnie przechodzi przez wszystkie pozostałe komponenty sekwencyjnie aż do ostatniego (wyłącznika lub przełącznika). Tylko wyłączniki (styczniki) oraz przełączniki włączone do SLD z wyświetlacza będą przeglądane (nawigowane).

Uwaga:

Wybór wyłącznika oraz przełączników jest dostępny tylko w przypadku wyłączników i przełączników skonfigurowanych i umieszczonych w SLD. Jeżeli ustawienie wyłącznika lub przełącznika **Function** (Funkcja) jest zaprogramowane jako **Disabled** (Wył.), podczas nawigacji zostanie pominięte w sekwencji.

15.17.2.2 STEROWANIE URZĄDZENIEM PRZEŁĄCZAJĄCYM ZA POMOCĄ PANELU PRZEDNIEGO

Po podkreśleniu wyłącznika lub przełącznika w SLD przy użyciu przycisków nawigacyjnych komponent musi zostać wybrany przed wykonaniem czynności otwierania lub zamykania. Wybór komponentu odbywa się przez naciśnięcie klawisza „ENTER” na panelu przednim. Na ekranie pojawia się migający komunikat „CB Selected” (Wybrano wyłącznik) lub „Sw # Selected” (Wybrano przełącznik nr), aby wskazać dokonany wybór.

Jeżeli zostanie wybrany wyłącznik, można nim sterować przy użyciu:

- zakodowanych przycisków „Open (O)” (Otwórz) i „Close (I)” (Załącz) lub
- jeżeli poza trybem lokalnym zostanie skonfigurowane sterowanie optyczne za pomocą ustawienia **Control By** (Sterowanie przez), gdy zostanie wybrany wyłącznik, sygnał sterujący zaprogramowany pod ustawieniami **Init Close** (Inicjacja załączania) oraz **Init Open** (Inicjacja otwierania) może być używany odpowiednio do zamknięcia i otwarcia wyłącznika. W przypadku funkcji SBO dodanie wejść optycznych do zamykania i otwierania w trybie lokalnym zapewnia elastyczność używania pary przycisków zamontowanych na szafie rozdzielczej w pobliżu przełącznika.

Jeżeli zostanie wybrany przełącznik, można go otwierać i zamykać, używając, odpowiednio, zakodowanych przycisków „Open (O)” (Otwórz) oraz „Close (I)” (Załącz). Przełącznik nie pozwala na zamykanie i otwieranie przełącznika przy użyciu wejść optycznych, niezależnie od tego, czy funkcja SBO jest włączona czy wyłączona.

Gdy opcja **Local with SBO** (Lokalny z SBO) jest wyłączona, wyłącznikiem można sterować bezpośrednio przyciskami kodowanymi „Open (O)” (Otwórz) oraz „Close (I)” (Załącz) bez dodatkowego potwierdzenia lub ręcznie, używając polecenia **Trip/Close** bezpośrednio lub z portu przedniego. Polecenie **Trip/Close** znajduje się w menu **SETPOINTS\CONTROL\CB CONTROL**. Wejścia optyczne mogą również służyć do otwierania i zamykania, jeżeli typ sterowania **Control By** jest zaprogramowany jako Opto (Optyczny), Local+Opto (Lokalny + optyczny) lub Local + Opto+Remote (Lokalny + optyczny + zdalny).

Gdy opcja **Local with SBO** (Lokalny z SBO) jest wyłączona, lokalne sterowanie odłącznikami / rozłącznikami napowietrznymi jest zawieszane z panelu przedniego. Sterowanie otwieraniem i zamykaniem przełączników za pomocą przycisków Open (O) (Otwórz) oraz Close (I) (Załącz) na panelu przednim jest dostępne tylko wtedy, gdy opcja **Local with SBO** (Lokalny z SBO) jest włączona. Gdy opcja **Local with SBO** (Lokalny z SBO) jest wyłączona, przełącznikami nie można sterować przyciskami na panelu przednim w trybie lokalnym. W tym przypadku przełącznikami można sterować ręcznie, używając polecenia **Trip/Close** bezpośrednio lub z panelu portu przedniego. Polecenie **Trip/Close** znajduje się w menu **SETPOINTS\CONTROL\SWITCH CONTROL**.

Nawigacja, wybór wyłącznika lub przełącznika oraz sterowanie z panelu przedniego działają, gdy włączona jest opcja **Local mode with SBO** (Tryb lokalny z SBO). Gdy skonfigurowane są opcje sterowania **Local with SBO** (Lokalny z SBO) i zdalnego, domyślne sterowanie wyłącznikiem i przełącznikiem pozostanie w trybie zdalnym do czasu, aż przełącznik przejdzie na tryb lokalny po naciśnięciu i przytrzymaniu przycisku L/R na panelu przednim przez 3 sekundy. Gdy przełącznik przejdzie na tryb sterowania lokalnego z panelu przedniego, na wyświetlaczu przełącznika wyświetlone są litery LM, a operand Local Mode On (Tryb lokalny włączony) staje się prawdziwy. Ewentualnie dioda LED może zostać zaprogramowana na włączenie się (ON) przy użyciu operandu Local Mode On (Tryb lokalny włączony), aby wskazać aktywację sterowania lokalnego z panelu przedniego przełącznika.

Uwaga:

Niezależnie od tego, czy tryb zdalny zostanie wybrany z trybem lokalnym, aby wejść do trybu sterowania z panelu przedniego, wymagane jest naciśnięcie przycisku L/R i przytrzymanie go przez 3 sekundy.

Przy sterowaniu IEC 61850 OrCAT przełącznik może przejść na sterowanie w trybie lokalnym **Local Mode**, gdy ustawienie operandu „**IED Local Status**” (Stan lokalny IED) stanie się prawdziwe. Jeśli w trybie lokalnym przycisk „**L/R PB**” zostanie naciśnięty krótko, przełącznik wychodzi z trybu lokalnego. Ponadto przełącznik może wyjść z trybu lokalnego, kiedy ustawienie operandu „**IED Local Status**” (Stan lokalny IED) stanie się fałszywe, tylko jeżeli przełącznik został wprowadzony w tryb lokalny przy użyciu opcji „**IED Local Status**” (Stan lokalny IED). Jeżeli przełącznik został wprowadzony w tryb lokalny przy użyciu opcji „**L/R PB 3sec pulse**”, to stan „**IED Local Status**” nie może zostać użyty do wyjścia z trybu lokalnego.

Wybór komponentu z SLD może zostać anulowany na jeden z poniższych trzech sposobów:

- Jeżeli wygaśł czas zaprogramowany w **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO\ CB/SW SELECT TIMEOUT**
- Krótkie naciśnięcie przycisku RESET. To anuluje wybór komponentu tylko wówczas, gdy przełącznik pozostaje w trybie lokalnym i wyświetlona jest ikona LM.
- Krótkie naciśnięcie przycisku L/R może także posłużyć do anulowania wyboru komponentu. Ponadto po naciśnięciu przycisku L/R w trybie lokalnym przełącznik wychodzi z trybu lokalnego, a ikona LM gaśnie.

Uwaga:

Przycisk „HOME” nie spowoduje anulowania wyboru wybranego obiektu. Aby przejść na stronę główną, należy najpierw anulować wybór komponentu na stronie SLD za pomocą przycisku „L/R”.

Gdy włączone jest ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) i przełącznik wejdzie w tryb sterowania z panelu przedniego przez naciśnięcie przycisku L/R i przytrzymanie przez 3 sekundy, przycisk „Reset” jest używany przez przełącznik wyłącznie do anulowania wyboru komponentu przełączającego na SLD i dlatego każda inna funkcja resetująca przycisku Reset będzie ignorowana.

Wybór wyłącznika lub przełącznika pozwala użytkownikowi na zastosowanie tylko jednego polecenia sterowania: otwórz lub zamknij. Po potwierdzeniu, że stan komponentu jest zgodny z zastosowaną czynnością sterowania, wybór komponentu zostanie anulowany. Komponent musi zostać wybrany ponownie, aby można było zastosować inne polecenie.

Wybór wyłącznika lub przełącznika w trybie lokalnym jest aktywny tylko wtedy, gdy użytkownik ma odpowiedni poziom uprawnień bezpieczeństwa.

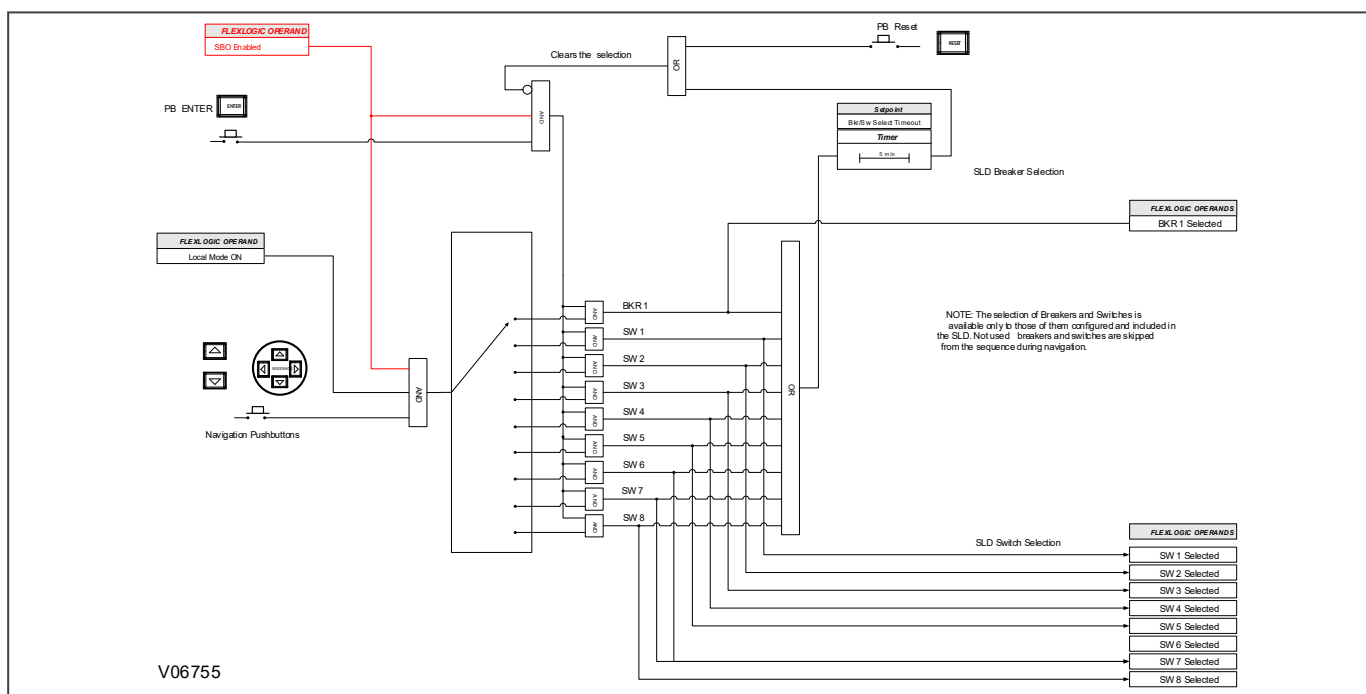


Figure 134: Nawigacja i wybór komponentu SLD

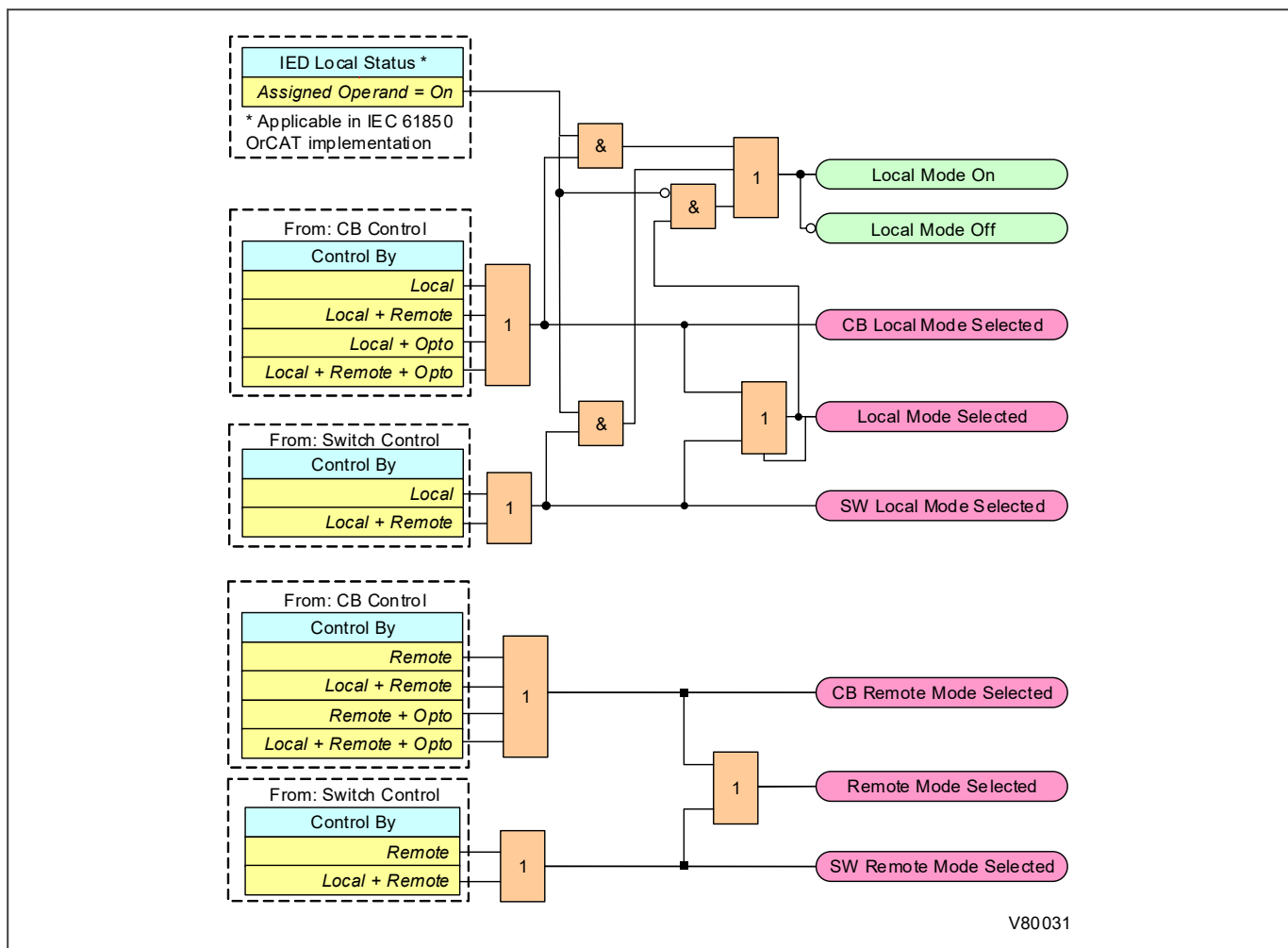


Figure 135: Logika wyboru trybu lokalnego lub zdalnego 20TE

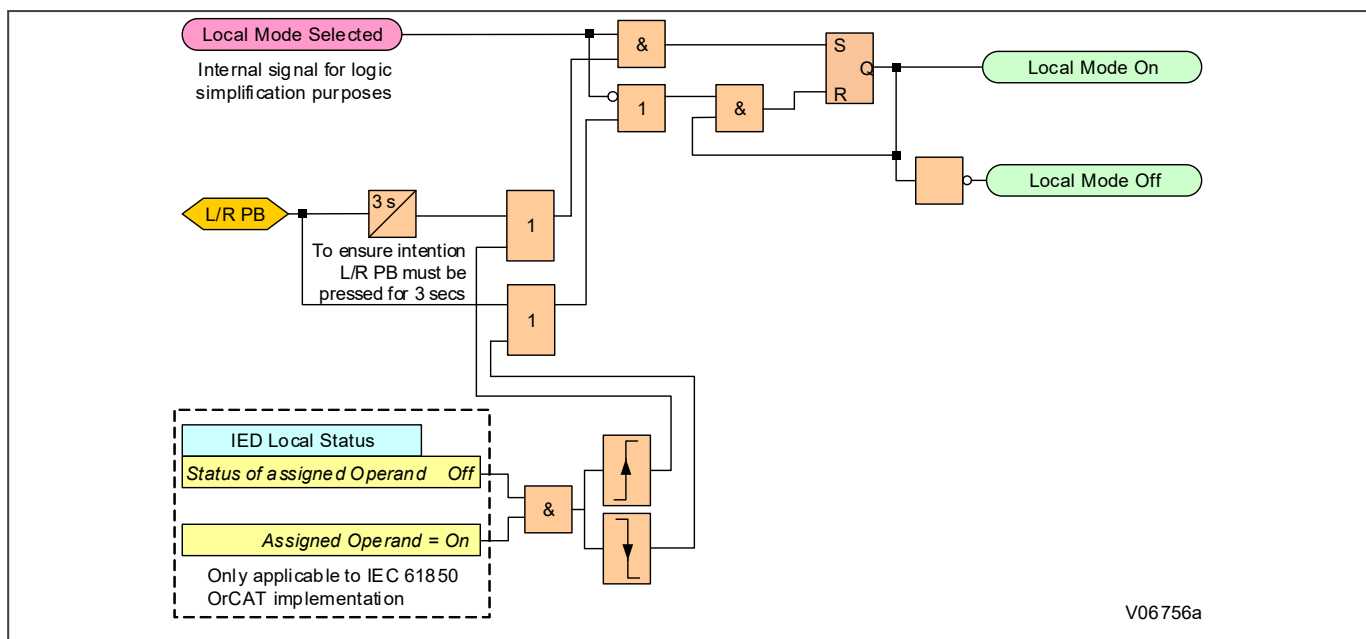


Figure 136: Logika włączenia trybu lokalnego Multilin Agile 30TE

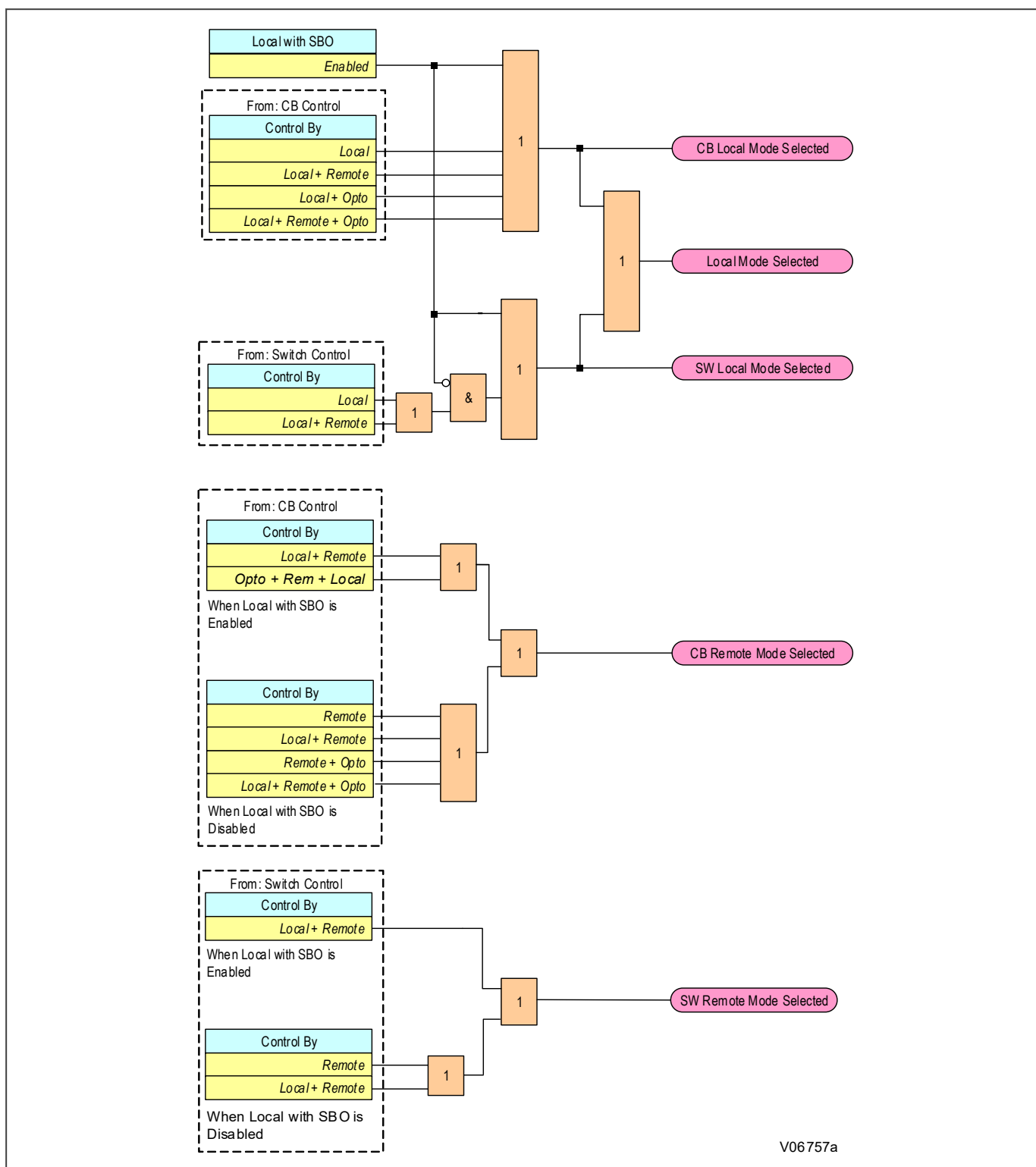


Figure 137: Logika wyboru trybu lokalnego i zdalnego Multilin Agile 30TE

15.18 KONTROLA WYŁĄCZNIKA OBWODU

Chociaż niektóre wyłączniki nie mają zestyków pomocniczych, większość je ma, aby odzwierciedlały stan wyłącznika. Oto one:

- Wyłącznik z zestykami 52A (gdzie pomocniczy zestyk wyłącznika odzwierciedla pozycję wyłącznika)
- Wyłączniki z zestykami 52B (gdzie pomocniczy zestyk wyłącznika jest w przeciwnej pozycji niż wyłącznik)
- Wyłączniki z zestykami 52A oraz 52B

Sterowanie wyłącznikiem możliwe jest tylko wtedy, gdy dany wyłącznik ma zestyki pomocnicze. Ustawienie **Status Input** (Dane wejściowe stanu wyłącznika) w menu **SETPPOINTS\SYSTEM\CB SETUP** musi być skonfigurowane pod kątem typu wyłącznika. Jeżeli wyłącznik nie ma zestyków pomocniczych, to ustawienie powinno mieć wartość *Brak*. W takim przypadku sterowanie wyłącznikiem nie będzie możliwe.

W celu sterowania lokalnego ustawienie **Control by** (Sterowanie przez) powinno zostać skonfigurowane w menu **SETPPOINTS\CONTROL\CB CONTROL**.

Zestyk wyjściowy może być ustawiony na działanie po upływie zwłoki czasowej zdefiniowanej w ustawieniu **Man Close Delay** (Opóźnienie załączania ręcznego). Zwłoka czasowa jest stosowana także po to, by personel mógł odejść na bezpieczną odległość po wystawieniu polecenia załączenia wyłącznika.

Kontrolowany cykl załączania może być anulowany w dowolnym czasie przed zadziałaniem zestyków wyjściowych odpowiednim sygnałem wyzwalania lub poprzez aktywowanie sygnału **Reset Close Dly**.

Długość impulsu sterującego wyzwalającego i załączającego można skonfigurować odpowiednio w ustawieniach **Czas Imp Wyl** oraz **Czas Imp Zal**. Te impulsy powinny być wystarczająco długie, tak aby wyłącznik zakończył operację załączania lub otwierania, zanim impuls zaniknie.

Przy próbie zamknięcia wyłącznika oraz wygenerowaniu sygnału wyzwolenia polecenie wyzwolenia zabezpieczenia zastępuje polecenie załączenia.

Jeżeli wyłącznik nie zareaguje na polecenie sterujące (brak zmiany stanu wejść statusowych wyłącznika), wygenerowany zostanie alarm, gdy odpowiednie impulsy wyzwolenia lub zamknięcia zanikną. Alarmy te mogą być odczytane na wyświetlaczu LCD, zdalnie lub mogą zostać przypisane do zestyków wyjściowych za pomocą edytora równań FlexLogic.

Uwaga:

Parametry **Healthy Time** oraz **Czas Kntr Sys** ustawiane w sekcji menu **CB CONTROL** mają zastosowanie wyłącznie do ręcznego załączania wyłącznika. Ustawienia te są powielone w menu **AUTORECLOSE** w ścieżce **SETPPOINTS\CONTROL** w zastosowaniach samoczynnego ponownego załączania (samoczynne ponowne załączanie to funkcja zależna od Cortec).

Urządzenie jest wyposażone w następujące opcje dla sterowania pojedynczym wyłącznikiem:

- Menu urządzenia IED (sterowanie lokalne)
- Klawisze skrótu (sterowanie lokalne 20TE) / przyciski na panelu przednim (sterowanie lokalne 30TE)
- Wejścia optyczne (sterowanie lokalne)
- Komunikacja SCADA (sterowanie zdalne)

15.18.1 STEROWANIE WYŁĄCZNIKIEM Z POZIOMU MENU URZĄDZENIA IED

Ręczne wyzwolenia i zamknięcia można uruchamiać, używając polecenia **Trip/Close** w menu **SETPPOINTS\CONTROL\CB CONTROL**. Można to ustawić odpowiednio na *No Operation* (Brak działania), *Trip* (Wyzwolenie) lub *Close* (Zamknięcie).

Aby to zadziało, użytkownik musi wybrać w ustawieniu **Control by** (Sterowane przez) wartość *Local* (Lokalny), *Local+Remote* (Lokalny + zdalny), *Opto+Local* (Optyczny + lokalny) lub *Opto+Rem+Local* (Optyczny + zdalny + lokalny) w menu **CB CONTROL**.

15.18.2 STEROWANIE WYŁĄCZNIKIEM PRZY UŻYCIU KŁAWISZY SKRÓTU NA PANELU PRZEDNIM 20TE

Klawisze skrótu pozwalają użytkownikowi na ręczne wyzwolenie lub zamknięcie wyłącznika bez potrzeby wchodzenia w menu **CB CONTROL**. Aby to zadziało, ustawienie **Control by** (Sterowane przez) musi mieć wartość *Local* (Lokalny), *Local+Remote* (Lokalny + zdalny), *Opto+Local* (Optyczny + lokalny) lub *Opto+Remote+Local* (Optyczny + zdalny + lokalny) w elemencie **CB CONTROL**.

Sterowanie wyłącznikiem przy użyciu klawisza skrótu osiąga się przez naciśnięcie prawego przycisku Up (Góra) bezpośrednio pod treścią na ekranie LCD ST.WYL na wyświetlaczu domyślnym, który wyświetla numer modelu, datę bazy danych oraz skróty. Ten przycisk jest aktywny tylko wówczas, gdy:

- ustawienie **Control by** (Sterowanie przez) w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\CB CONTROL** jest skonfigurowane jako jedna z opcji, gdzie możliwe jest sterowanie lokalne
- Ustawienie **Status Input** (Dane wejściowe stanu wyłącznika) w ścieżce **SETPOINTS\SYSTEM\CB SETUP** ma wartość „52A”, „52B” lub „Both 52A and 52B” (zarówno 52A, jak i 52B)

W trybie obsługi klawiszem skrótu ST.WYL przez naciśnięcie prawego przycisku Up (Góra) zostanie wyświetlony stan wyłącznika [Closed (Zamknięty), Open (Otwarty) lub Unknown (Nieznany)]. W zależności do stanu wyłącznika dostępne będą różne opcje poleceń: jeżeli wyłącznik jest aktualnie zamknięty, tekst polecenia w lewym dolnym rogu wyświetlacza LCD brzmi *Trip* (Wyzwól zabezpieczenie). Jeżeli wyłącznik jest aktualnie otwarty, tekst polecenia w prawym dolnym rogu wyświetlacza LCD brzmi *Close* (Załącz). Jeżeli stan wyłącznika jest nieznany, nie jest wyświetlany żaden tekst polecenia, tylko klawisz skrótu *Exit* (Wydź).

Jeżeli zostanie wykonane polecenie *Trip* (Wyzwól), wyświetlony zostanie ekran ze stanem wyłącznika po zakończeniu wykonywania polecenia. Jeżeli zostanie wykonane polecenie *Close* (Załącz), pojawi się ekran z odliczaniem na czas wykonywania polecenia. Zwłoka czasowa jest określona w ustawieniu **Man Close Delay** (Opoz recz. Zał) w menu *CB CONTROL*. Gdy polecenie zostało wykonane, wyświetlony jest ekran potwierdzający aktualny stan wyłącznika. Następnie użytkownik zostanie poproszony o wybranie następnego odpowiedniego polecenia lub wyjście.

Funkcjonalność klawiszy skrótu jest podsumowana graficznie poniżej:

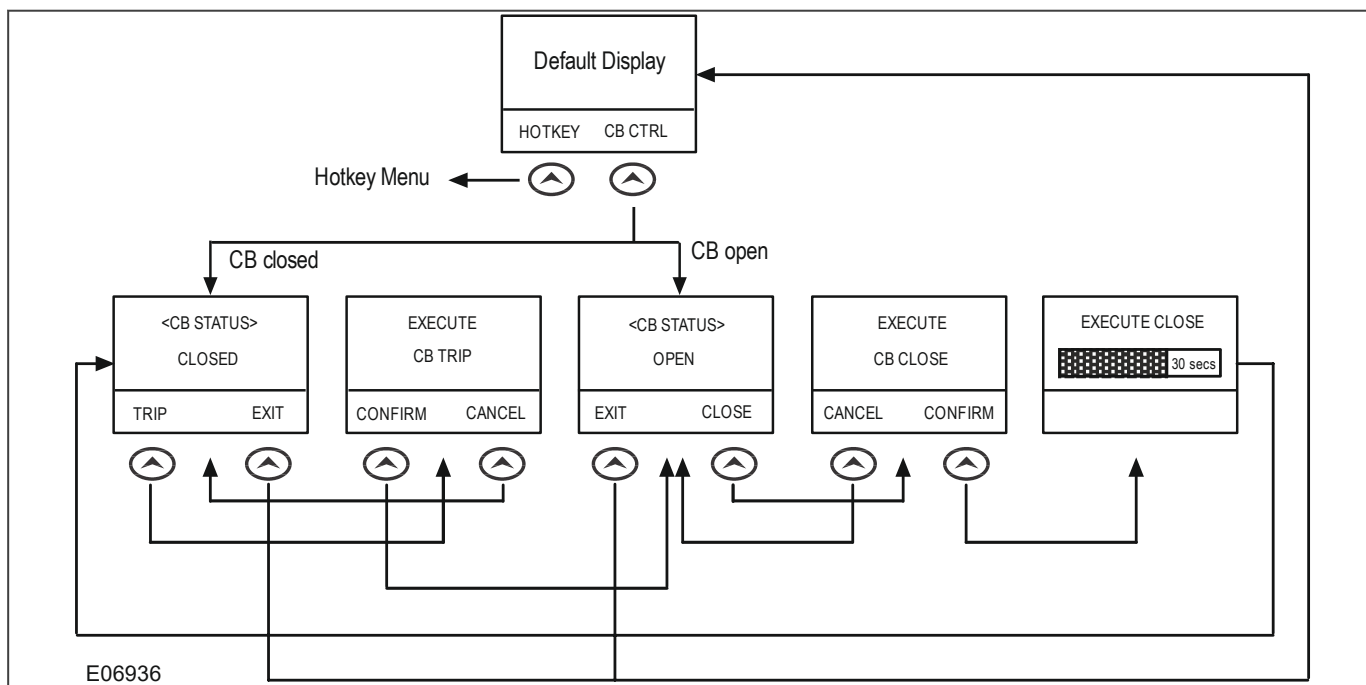


Figure 138: Nawigacja po menu klawiszy skrótu

15.18.3 STEROWANIE WYŁĄCZNIKIEM PRZY UŻYCIU PRZYCISKÓW OPEN (OTWÓRZ) I CLOSE (ZAŁĄCZ) NA PANELU PRZEDNIM 30TE

Modele Multilin Agile 30TE z konfigurowalnym schematem jednokreskowym zapewniają sterowanie lokalne wyłącznikiem przy użyciu przycisków Open (O) lub Close (I) na panelu przednim, z funkcją Wybierz przed uruchomieniem (SBO) lub bez. Funkcję SBO można włączyć, wybierając wartość Enabled (Wł.) w ustawieniu **Local with SBO** (Lokalny z SBO) w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO**.

Uwaga:

Funkcja Wybierz przed uruchomieniem (SBO) jest tylko dostępna w trybie lokalnym, gdy urządzenie jest zamówione z 30TE.

Więcej szczegółów dotyczących sterowania lokalnego z SBO można znaleźć w punkcie SELECT BEFORE OPERATE (Wybierz przed uruchomieniem).

Gdy ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) ma wartość *Enabled* (Wł.), po wybraniu wyłącznika na schemacie jednokreskowym umożliwia sterowanie lokalne wyłącznikiem z poziomu panelu przedniego. W tym przypadku ustawienie **Control By** (Sterowanie przez) zostaje domyślnie przełączone na tryb lokalny.

Gdy funkcja **Local with SBO** (Lokalny z SBO) pozostaje *Disabled* (Wył.), wyłącznik może zostać indywidualnie ustawiony na tryb *local/remote/opto* (lokalny/zdalny/optyczny) przy użyciu wartości zadanej **Control By** (Sterowanie przez).

Uwaga:

Bez SBO wyłącznikiem można sterować bezpośrednio przy użyciu zakodowanych przycisków **Open (O)** (Otwórz) i **Close (I)** (Załącz).

W modelach 30TE z konfigurowalnym schematem jednokreskowym, ze skonfigurowanymi obiema opcjami sterowania (zdalnym i lokalnym), domyślnie sterowanie wyłącznikiem pozostanie w trybie zdalnym do czasu, aż urządzenie przejdzie w tryb lokalny, po naciśnięciu przycisku **L/R** na panelu przednim lub po użyciu wejść optycznych. Aby można było sterować wyłącznikiem przy użyciu sterowania na panelu przednim, najpierw musi zostać włączone sterowanie w trybie lokalnym poprzez naciśnięcie i przytrzymanie przez 3 sekundy przycisku **L/R**. Gdy urządzenie przejdzie w tryb sterowania lokalnego z panelu przedniego, na wyświetlaczu urządzenia wyświetlone zostaną litery **LM** i operand **Local Mode On** (Tryb lokalny włączony) stanie się prawdziwy. Ewentualnie można zaprogramować włączanie diody LED przy użyciu operandu Flexlogic **Local Mode On** (Tryb lokalny włączony), aby wskazać aktywację sterowania lokalnego z panelu przedniego urządzenia.

15.18.4 STEROWANIE WYŁĄCZNIKIEM ZA POMOCĄ WEJŚĆ OPTYCZNYCH

Niektóre aplikacje mogą wymagać użycia przycisków lub innych zewnętrznych sygnałów, aby kontrolować różne operacje sterowania wyłącznikiem. Możliwe jest powiązanie przycisków i sygnałów z wejściami optycznymi oraz powiązanie ich z odpowiednimi sygnałami DDB.

Aby to zadziało w modelach 20TE, ustawienie **Control by** musi mieć wartość *Opto* (Optyczny), *Opto+Local* (Optyczny + lokalny), *Opto+Remote* (Optyczny + zdalny) lub *Opto+Rem+Local* (Optyczny + zdalny + lokalny) w menu **CB CONTROL**.

W modelach 30TE:

Jeżeli funkcja **Select Before Operate** (Wybierz przed uruchomieniem) nie zostanie uruchomiona, to znaczy ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO** ma wartość *Disabled* (Wył.), wejścia optyczne mogą być bezpośrednio używane, jeżeli ustawienie **Control by** (Sterowane przez) w menu **CB CONTROL** w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL** ma wartość *Opto* (Optyczny), *Opto+Local* (Optyczny + lokalny), *Opto+Remote* (Optyczny + zdalny) lub *Opto+Rem+Local* (Optyczny + zdalny + lokalny).

Jeżeli funkcja **Select Before Operate** (Wybierz przed uruchomieniem) jest włączona, to znaczy ustawienie **Local with SBO** (Lokalne z SBO) w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO** ma wartość *Enabled* (Wł.), a ustawienie **Control by** (Sterowane przez) ma wartość *Opto+Local* lub *Opto+Remote*, to po wybraniu wyłącznika na schemacie jednokreskowym sygnały sterowania zaprogramowane pod ustawieniami **Init Close** (Inicjacja załączenia) oraz **Init Trip** (Inicjacja wyzwolenia zabezpieczenia) w menu **CB CONTROL** w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL** mogą zostać użyte odpowiednio do zamykania i otwierania wyłącznika. W przypadku funkcji SBO dodanie wejść optycznych do zamykania i otwierania w trybie lokalnym zapewnia elastyczność używania pary przycisków zamontowanych na szafie rozdzielczej w takiej samej odległości od urządzenia.

15.18.5 ZDALNE STEROWANIE WYŁĄCZNIKIEM

Zdalne sterowanie wyłącznikiem można osiągnąć poprzez ustawienie opcji **Trip/Close** w menu **CB CONTROL** w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL**, aby wyzwać zabezpieczenie lub zamykać, używając polecenia za pośrednictwem łącza komunikacyjnego.

Aby to zadziało, ustawienie **Control by** (Sterowane przez) musi mieć wartość *Remote* (Zdalny), *Local+Remote* (Lokalny + zdalny), *Opto+Remote* (Optyczny + zdalny) lub *Opto+Local+Rem+Local* (Optyczny + lokalny + zdalny + lokalny) w menu **CB CONTROL**.

Zaleca się przypisanie oddzielnych zestyków przekaźników wyjściowych do zdalnego sterowania wyłącznikiem oraz wyzwalania zabezpieczenia. Pozwoli to na wybór wyjść sterowniczych za pomocą prostego przełącznika lokalne/zdalne, tak jak to przedstawiono poniżej. Jeżeli ta funkcja nie jest wymagana, ten sam zestyk/zestyki wyjścia przekaźnikowego może/mogą być wykorzystywany/wykorzystane zarówno dla wyzwalania zabezpieczenia jak i wyzwalania zdalnego.

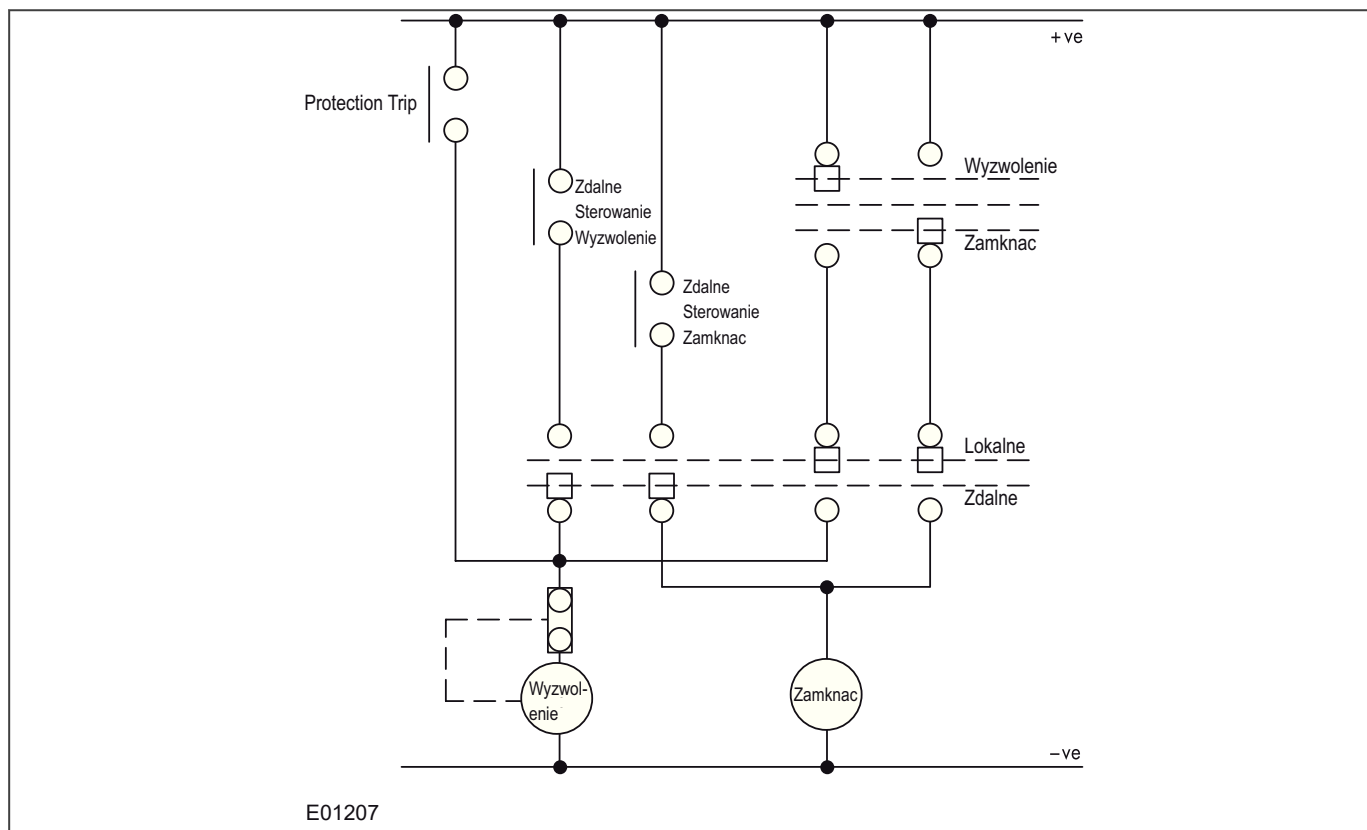


Figure 139: Zdalne sterowanie wyłącznikiem

15.18.6 KONTROLA SYNCHRONIZMU

Jeżeli kontrola synchronizmu została ustawiona, można ją aktywować w celu kontrolowania poleceń ręcznego załączania wyłącznika. Polecenie załączenia wyłącznika zostanie wydane tylko wtedy, gdy zostały spełnione

kryteria kontroli synchronizmu. Zwłokę czasową można skonfigurować w ustawieniu **Czas Kntr Sys**. Jeżeli kryteria kontroli synchronizmu nie zostaną spełnione w okresie następującym po poleceniu załączenia, urządzenie uruchomi sygnał logiczny *ReczBrakKontSych*, który może zostać użyty do sygnalizacji.

15.18.7 KONTROLA SPRAWNOŚCI WYŁĄCZNIKA

W razie potrzeby dostępna jest funkcja kontroli sprawności wyłącznika. Ustawienie **Healthy** w ścieżce **SETPOINTS \CONTROL\CB CONTROL** akceptuje każdy sygnał logiczny lub wejście optyczne, aby wskazywać, że wyłącznik jest zdolny do załączania (np. że jest w pełni naładowany). Zwłokę czasową można skonfigurować w ustawieniu **Healthy Time**. Jeżeli wyłącznik nie wskazuje stanu poprawnie działania w okresie następującym po wydaniu polecenia załączenia, urządzenie wygeneruje sygnał logiczny *Rozbr naped WYL*, który może zostać użyty do sygnalizacji.

15.18.8 LOGIKA STEROWANIA WYŁĄCZNIKIEM

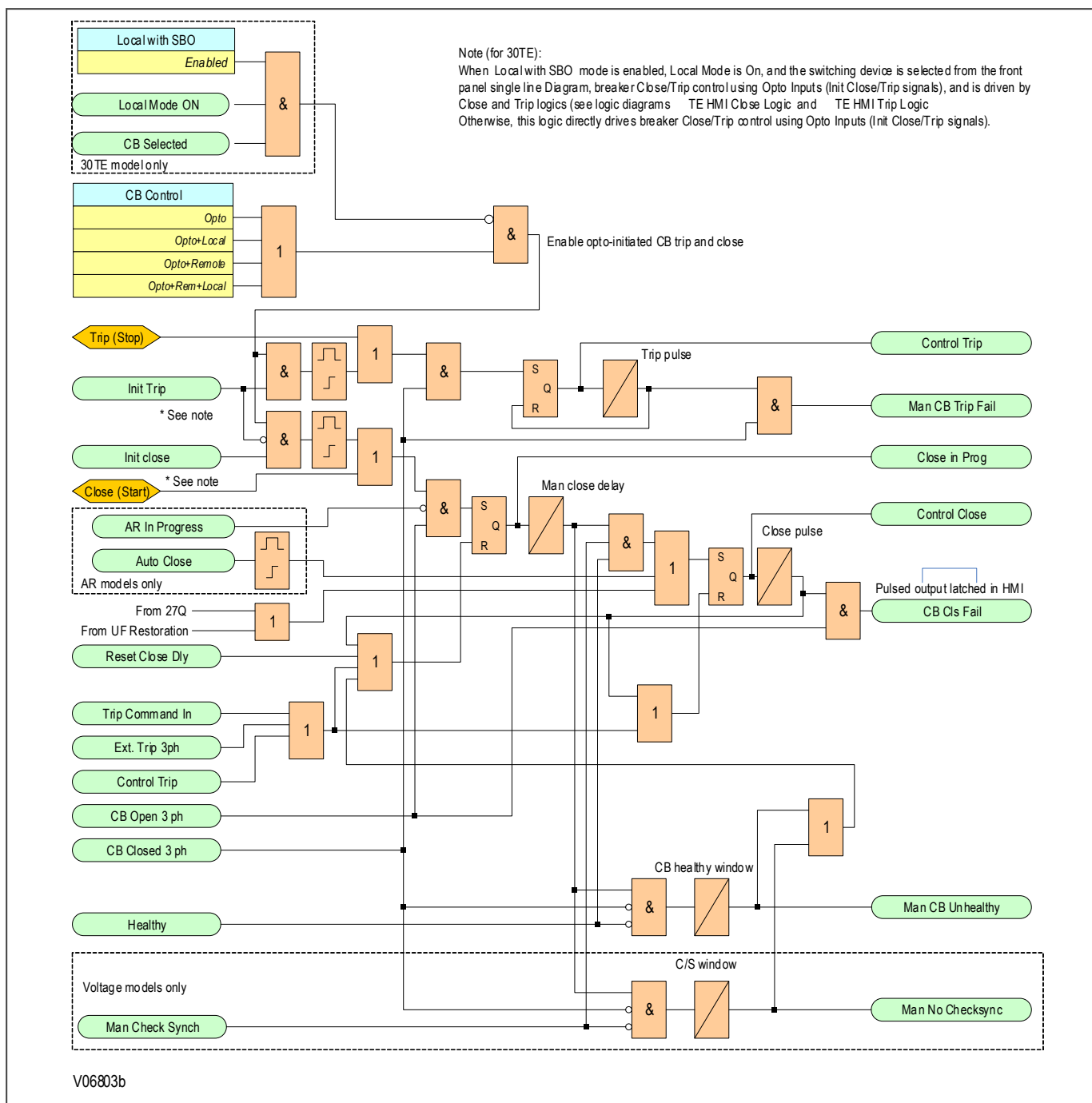


Figure 140: Logika sterowania wyłącznikiem

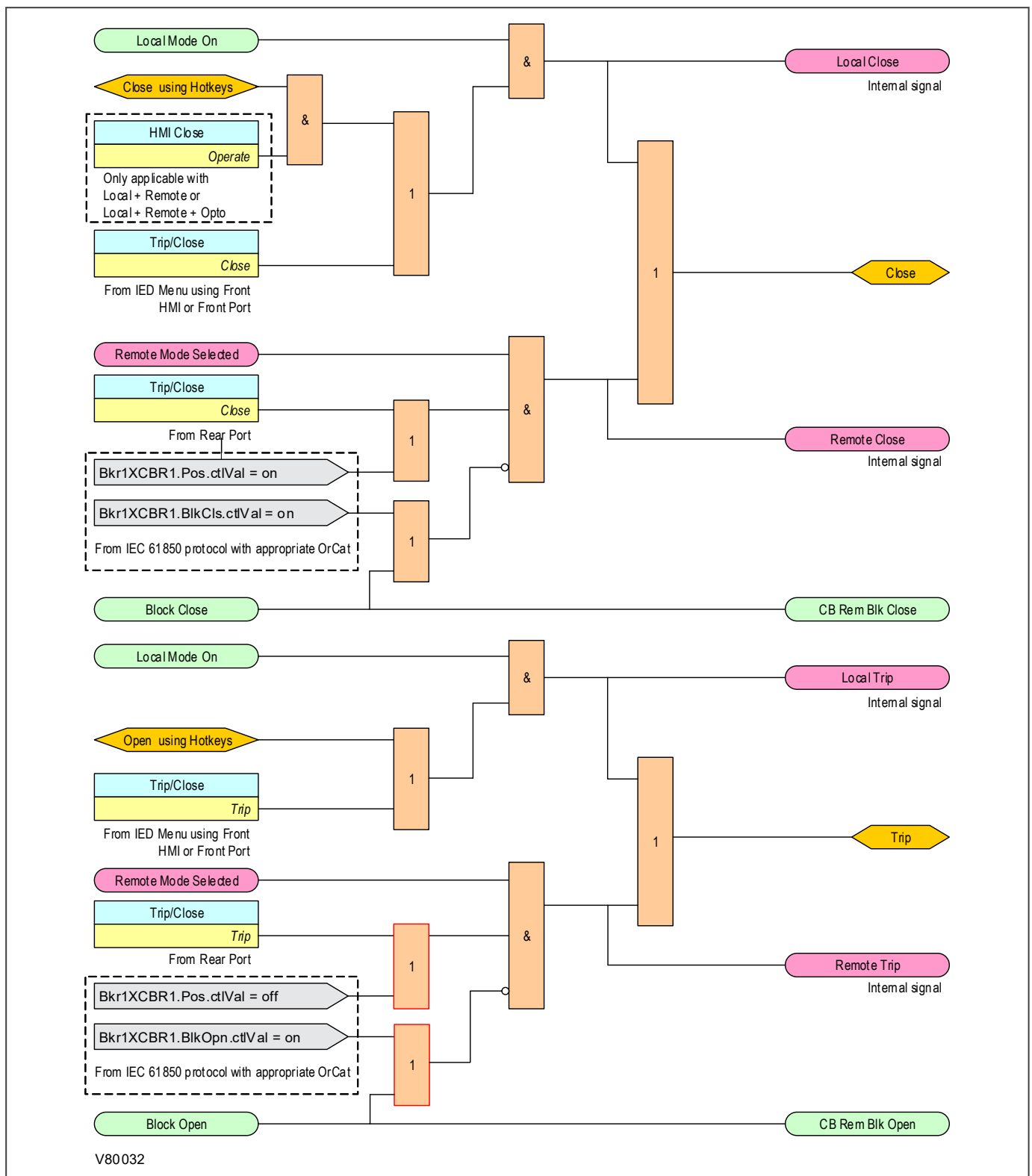


Figure 141: Logika zamykania HMI i wyzwalania HMI 20TE

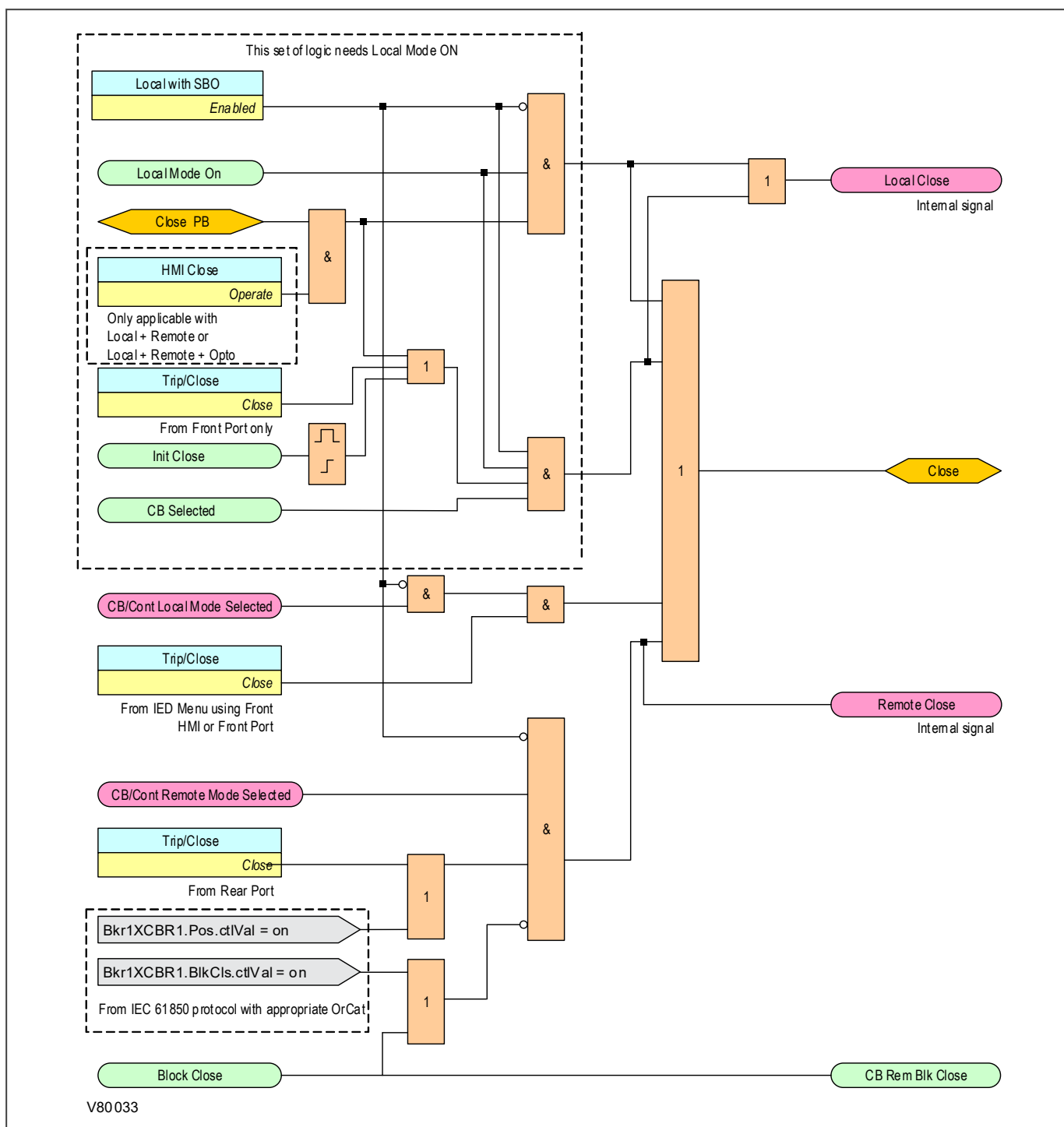


Figure 142: Logika zamykania HMI 30TE

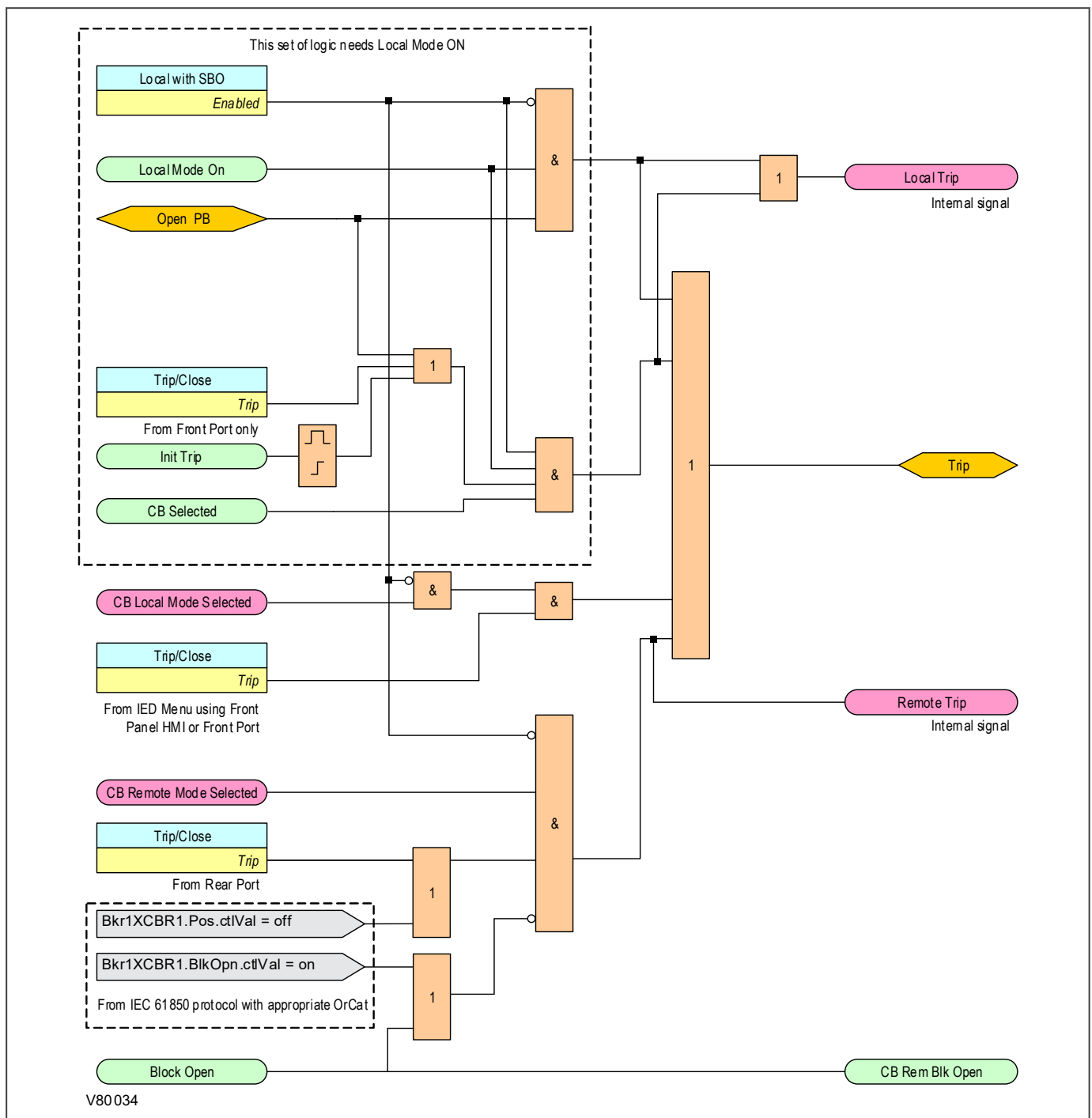


Figure 143: Logika wyzwalania HMI 30TE

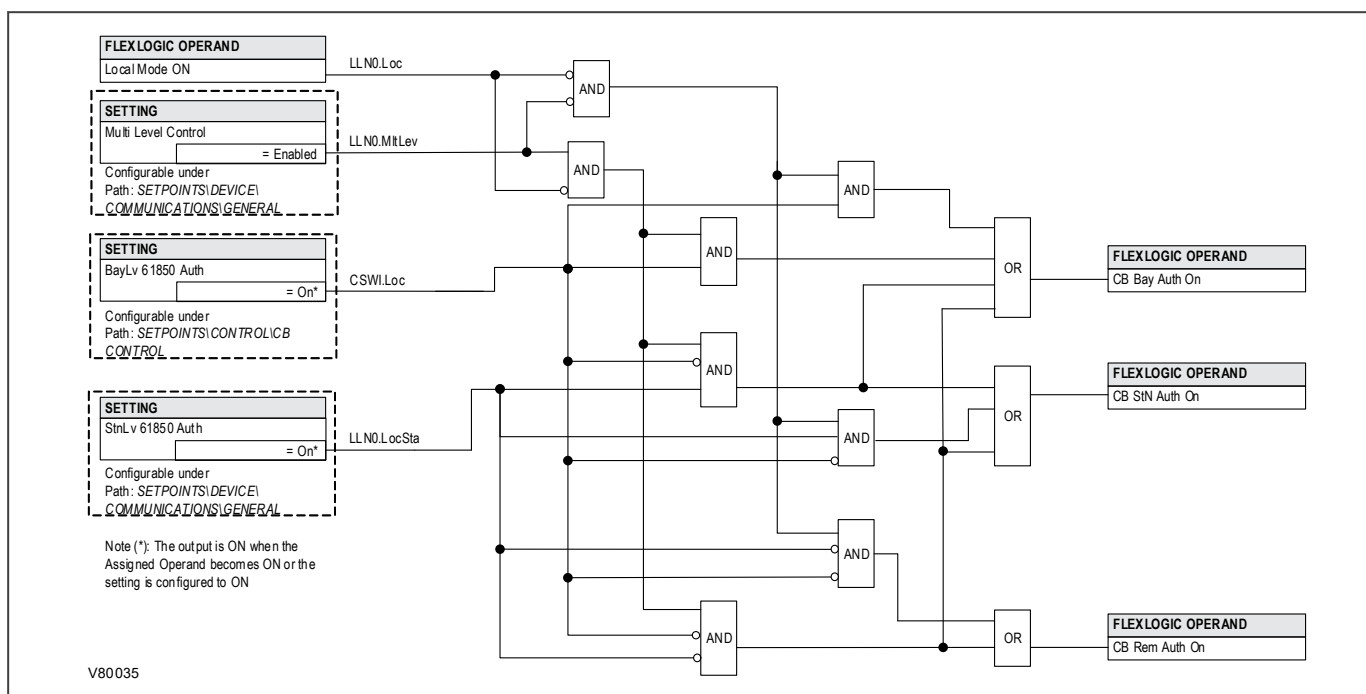


Figure 144: Logika ustawień autoryzacji sterowania IEC 61850

15.18.9 AUTORYZACJA STEROWANIA (IEC61850)

W tym punkcie opisano implementację funkcji autoryzacji sterowania IEC 61850 w Multilin Agile.

W obrębie podstacji polecenia sterujące do urządzeń podstawowych, takich jak wyłącznik, stycznik lub odłącznik, mogą pochodzić z jednego z trzech poziomów: poziomu pola, poziomu stacji lub poziomu zdalny. Funkcja sterowania zdalnego/lokalnego (opisana w IEC 61850 7-4: załącznik B) umożliwia użytkownikom aktywowanie lub dezaktywowanie autoryzacji sterowania z jednego z trzech poziomów lub z wielu.

Tabela poniżej przedstawia autoryzację sterowania implementowaną w urządzeniach IED Multilin Agile.

Autoryzacja sterowania

	Przełącznik	Sterowanie wnąki			Sterowani e ręczne przy przełączan iu (proces)	Sterowanie polem inne niż 61850 (przycisk na panelu przednim, HMI)	Polecenie z		
		Tryb przełączania Autoryzacja sterowania lokalnego	Sterowanie lokalne Zachowanie	Autoryzacja sterowania przy Poziom stacji			Wnęka	Stacja	NCC
							OrCat		
LLN0.LocKey	XCBR.Loc XSWI.Loc	LLN0.MltLev	CSWI.Loc	CSWI.LocSta OR LLN0.LocSta			Local Ctl (pole)	Stacja	Zdalne
Stan lokalny IED = 1	Wybrany tryb lokalny = 1	Sterowanie wielopoziomowe (WŁĄCZONE)	Poziom pola 61850 Autoryzacja (WŁ.)	Poziom stacji 61850 Autoryzacja (WŁ.)					
T	T	F	ND.	ND.	AA	AA	NA	NA	NA
F	F	F	T	ND.	AA	AA	AA	NA	NA
F	F	F	F	T	AA	AA	NA	AA	NA
F	F	F	F	F	AA	AA	NA	NA	AA
T	T	T	ND.	ND.	AA	AA	NA	NA	NA

	Przełącznik	Sterowanie wnętrki			Sterowani e ręczne przy przełączan iu (proces)	Sterowanie polem inne niż 61850 (przycisk na panelu przednim, HMI)	Polecenie z		
		Tryb przełączania Autoryzacja sterowania lokalnego	Sterowanie lokalne Zachowanie	Autoryzacja sterowania przy Poziom stacji			Wnęka	Stacja	NCC
							OrCat		
LLN0.LocKey	XCBR.Loc XSWI.Loc	LLN0.MltLev	CSWI.Loc	CSWI.LocSta OR LLN0.LocSta			Local Ctl (pole)	Stacja	Zdalne
F	F	T	T	ND.	AA	AA	AA	NA	NA
F	F	T	F	T	AA	AA	AA	AA	NA
F	F	T	F	F	AA	AA	AA	AA	AA

Stan blokady (zachowanie autoryzacji przełączania reg. LN)

T = TRUE (prawda) polecenie dopuszczalne tylko na tym poziomie

F = FALSE (fałsz) polecenie niedopuszczalne na tym poziomie

n.a. = nie dotyczy pozycja tej blokady (Loc) nie ma znaczenia

Polecenie

AA = ZAWSZE DOZWOLONE Polecenie zawsze dozwolone

NA = NIEDOZWOLONE Polecenie niedozwolone

MltLev (tryb autoryzacji przełączania dla sterowania lokalnego)

F = tylko jeden poziom (Inicjator) naraz ma autoryzację przełączania (domyślnie, jeżeli ten obiekt danych nie występuje)

T = więcej niż jeden poziom (Inicjator) naraz ma autoryzację przełączania (np. poziom stacji lub pola)

Non-61850 Bay Control – każde sterowanie ręczne za pomocą przełącznika, np. sterowanie z panelu przedniego lub przyciskami przełącznika albo polecenie inicjowane z operandami Flex.

Przy ustawieniu **IED Local Status** (Lokalny status IED) generowany jest operand **Local Mode On** (Tryb lokalny wł.), gdy wartość ustawienia **IED Local Status** (Tryb lokalny wł.) w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATION\GENERAL** jest prawdziwa i albo ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) w **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO** ma wartość *Enabled* (Wł.) albo ustawienie **Control By** (Sterowanie przez) w **SETPOINTS\CONTROL\CB CONTROL** ma wartość *Local* (Lokalny), *Local+Remote* (Lokalny + zdalny), *Opto+Local* (Optyczny + lokalny), *Opto+Rem+Local* (Optyczny + zdalny + lokalny). Sygnał LLN0.Loc jest mapowany do opcji **Local Mode On** (Tryb lokalny włączony).

Manual control at switch (process) – oznacza sterowanie poza IED, sterowanie wyłącznikiem może odbywać się bezpośrednio z panelu sterowania bez interwencji IED.

W Multilin Agile jest kilka ustawień konfiguracyjnych autoryzację sterowania IEC 61850. Ustawienia te znajdują się w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\GENERAL** w przypadku ustawień ogólnych oraz w ścieżkach **SETPOINTS\CONTROL\CB CONTROL** i **SETPOINTS\CONTROL\SWITCH CONTROL** odpowiednio dla wyłącznika i przełączników.

USTAWIENIA OGÓLNE

Ustawienia te można ustawiać w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\GENERAL**.

Multi Lvl Ctrl

Gdy to ustawienie ma wartość *Enabled* (Wł.), autoryzacja do sterowania stanem z wielu poziomów (pole, stacja i zdalne) jest dopuszczalna jednocześnie na podstawie stanu lokalnego/zdalnego i stanu autoryzacji. W przeciwnym razie tylko jeden poziom ma uprawnienie do sterowania stanem na podstawie stanu lokalnego/zdalnego i stanu autoryzacji.

Stan lokalny IED

To ustawienie umożliwia wybór operandu, który wskazuje urządzenie IED w trybie lokalnym. Gdy wartość operandu jest ustawiona, IED jest w trybie lokalnym, a gdy operand zostaje zresetowany, IED jest w trybie zdalnym.

Ustawienie **IED Local Status** (Stan lokalny IED) jest powiązana z operandem Flexlogic **Local Mode On** (Tryb lokalny włączony).

Przy ustawieniu **IED Local Status** (Lokalny status IED) generowany jest operand **Local Mode On** (Tryb lokalny wł.), gdy wartość ustawienia **IED Local Status** (Tryb lokalny wł.) w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATION\GENERAL** jest prawdziwa i albo ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) w **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO** ma wartość *Enabled* (Wł.) albo ustawienie **Control By** (Sterowanie przez) w **SETPOINTS\CONTROL\CB CONTROL** ma wartość *Local (Lokalny)*, *Local+Remote (Lokalny + zdalny)*, *Opto+Local (Optyczny + lokalny)*, *Opto+Rem+Local (Optyczny + zdalny + lokalny)*. Sygnał LLN0.Loc jest mapowany do opcji **Local Mode On** (Tryb lokalny włączony).

StnLv 61850 Auth

To ustawienie umożliwia wybór operandu, który wskazuje stan autoryzacji na poziomie stacji.

Stan operandu jest modelowany w serwerze IEC 61850 przy użyciu obiektu danych CSWI LocSta poszczególnych wyłączników. Stan operandu jest stosowany do tabeli autoryzacji sterowania w celu określenia autoryzacji sterowania dla różnych poziomów. Jest to funkcja sterowana przez zbocze.

USTAWIENIA POŁA (WYŁĄCZNIK I PRZEŁĄCZNIKI)

Te ustawienia są dostępne w ścieżce **SETPOINT\CONTROL\CB CONTROL** w przypadku wyłącznika i w ścieżce **SETPOINT\CONTROL\SWITCH CONTROL** w przypadku przełączników (od 1 do 8).

BayLv 61850 Auth

To ustawienie umożliwia wybór operandu, który wskazuje stan autoryzacji na poziomie pola.

Stan operandu jest modelowany w serwerze IEC 61850 przy użyciu obiektu danych CSWI Loc poszczególnych wyłączników. Stan operandu jest stosowany do tabeli autoryzacji sterowania w celu określenia autoryzacji sterowania dla różnych poziomów. Jest to funkcja sterowana przez zbocze.

15.18.10 AUTORYZACJA STEROWANIA (IEC61850)

Ustawienia funkcji sterowania wyłącznikiem znajdują się w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\CB CONTROL**.

Zalecane ustawienia są następujące:

Control by (Sterowanie przez)

To ustawienie wybiera typ sterowania wyłącznikiem, który ma być zastosowany.

W modelach 30TE z konfigurowalnym schematem jednokreskowym, gdy ustawienie **Local with SBO** (Lokalny z SBO) w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\LOCAL CONTROL W/SBO** ma wartość *Enabled* (Wł.), domyślnym ustawieniem będzie *Local* (Lokalny).

Przykłady ustawień domyślnych oraz zakresów dla 20TE lub 30TE z opcją **Local with SBO** (Lokalny z SBO) ustawioną na *Disabled* (Wył.) oraz 30TE opcją **Local with SBO** (Lokalny z SBO) ustawioną na *Enabled* (Wł.).

20TE lub 30TE z opcją **Local with SBO** (Lokalny z SBO) ustawioną na *Disabled* (Wył.).

Domyślnie: *Disabled* (Wył.)

Zakres: *Disabled*, *Local*, *Remote*, *Local+Remote*, *Opto*, *Opto+local*, *Opto+Remote*, *Opto+Rem+local* (Wyłączone, Lokalny, Zdalny, Lokalny + zdalny, Optyczny, Optyczny + Lokalny, Optyczny + Zdalny, Optyczne + Zdalny + Lokalny)

30TE z opcją **Local with SBO** (Lokalny z SBO) ustawioną na *Enabled* (Wł.).

Domyślnie: *Local* (Lokalne)

Zakres: *Disabled*, *Local*, *Local + Remote*, *Opto + Local*, *Opto+Rem+Local* (Wyłączone, Lokalny, Lokalny + Zdalny, Optyczny + Lokalny, Optyczny + Zdalny + Lokalne)

HMI Close (Zamykanie HMI)

To ustawienie jest dostępne, gdy tryb zdalny jest włączony z trybem lokalnym. Jest to albo tryb *Local+Remote* (Lokalny + zdalny), albo *Opto+Rem+local* (Optyczny + Zdalny + Lokalny) skonfigurowany w ustawieniu **Control by** (Sterowanie przez).

Gdy ustawienie **HMI Close** (Zamykanie HMI) ma wartość *Operate* (Działanie), załączanie wyłącznika przez interfejs HMI jest możliwe. Gdy ustawienie **HMI Close** (Zamykanie HMI) ma wartość *No Operate* (Brak działania), załączanie wyłącznika przez interfejs HMI nie jest możliwe.

Czas imp. Zamk.

To ustawienie określa czas trwania impulsu załączenia, w którym przełącznik użytkownika powinien się załączyć po wydaniu polecenia załączenia.

Uwaga:
Ten timer to timer impulsu.

Czas Imp Wyl

To ustawienie określa czas trwania impulsu wyzwalań, w którym przełącznik powinien zadziałać po wydaniu polecenia wyzwolenia ręcznego lub zabezpieczającego.

Uwaga:
Ten timer to timer impulsu.

Opoz recz. Zamk

Określa czas opóźnienia przed wykonaniem impulsu załączenia.

Healthy Time (Czas poprawnego działania)

To ustawienie określa czas, przez jaki przełącznik musi wskazywać stan poprawnego działania, zanim się załączy. Jeśli wyłącznik nie wskaże poprawnego stanu w tym czasie po poleceniu załączenia, urządzenie IED zgłosi alarm.

Sys Check Time (Czas Kntr Sys)

To ustawienie określa zwłokę czasową do ręcznego załączenia przez funkcję synchronizacji kontroli systemu.

Jeśli kryteria synchronizacji kontroli systemu nie zostaną spełnione w tym czasie po wydaniu polecenia załączenia, urządzenie IED zgłosi alarm.

Init Trip (Inicjowanie wyzwolenia zabezpieczenia)

To ustawienie pozwala na konfigurację operandu Flexlogic, który po aktywacji zainicjuje otwarcie wyłącznika.

To ustawienie ma zastosowanie tylko wówczas, gdy opcja **Control by** (Sterowanie przez) ma wartość *Opto*, *Opto+local*, *Opto+Remote*, *Opto+Rem+local* (Optyczny, Optyczny + Lokalny, Optyczny + Zdalny, Optyczny + zdalny + lokalny).

Trip Command In (Wejście polecenia wyzwolenia)

To ustawienie pozwala na konfigurację operandu Flexlogic, który po aktywacji wyzwala stałą diodę Trip. Jest to mapowane do polecenia wyzwolenia zabezpieczenia. Domyślna wartość tego ustawienia to *Kazdy WYL*.

We.zewn.na WYL (Zewnętrzne wyzwolenie zabezpieczenia trójfazowe)

Operand Flexlogic skonfigurowany w tym ustawieniu otrzymuje zewnętrzny trójfazowy sygnał wyzwolenia zabezpieczenia.

Init Close (Inicjacja załączania)

To ustawienie pozwala na konfigurację operandu Flexlogic, który po aktywacji inicjuje załączanie wyłącznika.

To ustawienie ma zastosowanie tylko wówczas, gdy opcja **Control by** (Sterowanie przez) ma wartość *Opto*, *Opto+local*, *Opto+Remote*, *Opto+Rem+local* (Optyczny, Optyczny + Lokalny, Optyczny + Zdalny, Optyczny + zdalny + lokalny).

Kas.Opo Zam

To ustawienie pozwala na konfigurację operandu Flexlogic, który po aktywacji resetuje zwłokę czasową ręcznego załączania wyłącznika.

OK

To ustawienie pozwala na skonfigurowanie operandu Flexlogic, który wskazuje, że wyłącznik działa poprawnie. Stan poprawnego działania jest potrzebny, aby możliwe było załączenie wyłącznika.

Man Check Synch (Recz.Kontr.Synch)

Ten sygnał można mapować do wejścia optycznego, aby umożliwić urządzeniu IED otrzymanie sygnału z wbudowanej funkcji kontroli systemu.

Trip/Close (Wyzwolenie zabezpieczenia / załączenie)

Jest to polecenie (ustawienie) bezpośredniego wyzwolenia (*Trip*) lub załączenia (*Close*) wyłącznika.

To ustawienie jest dostępne przy obsłudze lokalnej, gdy w ustawieniu **Control by** (Sterowanie przez) wybrano dowolną z opcji *Local*, *Local+Remote*, *Opto+Local*, *Opto+Rem+local* (Lokalny, Lokalny + zdalny, Optyczny + zdalny, Optyczny + zdalny + lokalny) (HMI i port przedni).

To ustawienie jest dostępne we wszystkich protokołach obsługi zdalnej, gdy w ustawieniu **Control by** (Sterowanie przez) ustawiono dowolną z opcji *Remote*, *Local+Remote*, *Opto+Remote*, *Opto+Rem+local* (Zdalny, Lokalny + zdalny, Optyczny + zdalny, Optyczny + zdalny + lokalny) (port tylny).

Interlock Open (Blokada otwarta)

Ustawienie można dostosować w oprogramowaniu konfiguracyjnym lub przez plik SCL. Wybiera operand, który wskazuje stan blokady wyłącznika dla polecenia „Open/Off” (Otwórz/wyłącz) z klienta IEC 61850. Gdy wartość operandu jest ustawiona (**CBCILO1.EnaOpn.stVal: sygnał ustawiony jako fałszywy**), polecenie „Open/Off” (Otwórz/wyłącz) z Klienta IEC 61850 zostaje odrzucone, jeżeli klient ustawił kontrolę blokady w parametrze „Check” (Kontrola) polecenia sterowania.

Interlock Close (Blokada załączona)

Ustawienie można dostosować w oprogramowaniu konfiguracyjnym lub przez plik SCL. Wybiera operand, który wskazuje stan blokady wyłącznika dla polecenia „Close/On” (Zamknij/włącz) z klienta IEC 61850. Gdy wartość operandu jest ustawiona (**CBCILO1.EnaCls.stVal: sygnał ustawiony jako fałszywy**), polecenie „Close/On” (Zamknij/włącz) z klienta IEC 61850 zostaje odrzucone, jeżeli klient ustawił kontrolę blokady w parametrze „Check” (Kontrola) polecenia sterowania.

Block Open (Blok otwarty)

Aktywacja operandu przypisanego do tej wartości zadanej zapobiega otwarciu/wyzwoleniu wyłącznika.

Block Close (Blok załączony)

Aktywacja operandu przypisanego do tej wartości zadanej zapobiega załączeniu wyłącznika.

BayLv 61850 Auth

To ustawienie pozwala na wybór operandu, który wskazuje stan autoryzacji na poziomie pola. Stan operandu jest modelowany w serwerze IEC 61850 przy użyciu obiektu danych CSWI Loc poszczególnych wyłączników. Stan operandu jest stosowany do tabeli autoryzacji sterowania w celu określenia autoryzacji sterowania dla różnych poziomów. Jest to funkcja sterowana przez zbocze.

15.19 SWITCH STATUS AND CONTROL (STAN PRZELĄCZNIKA I STEROWANIE)

Wszystkie produkty Multilin Agile obsługują funkcję Switch Status and Control (Stan przełącznika i sterowanie) dla maksymalnie 8 elementów przełącznika w podstacji IEC 61850. Urządzenie jest w stanie monitorować stan i sterować maksymalnie ośmioma przełącznikami. Rodzaje przełączników, którymi można sterować:

- Rozłącznik
- Odlacznik
- Uziemnik
- Szybki uziemnik

Rozważ następujące pole zasilające:

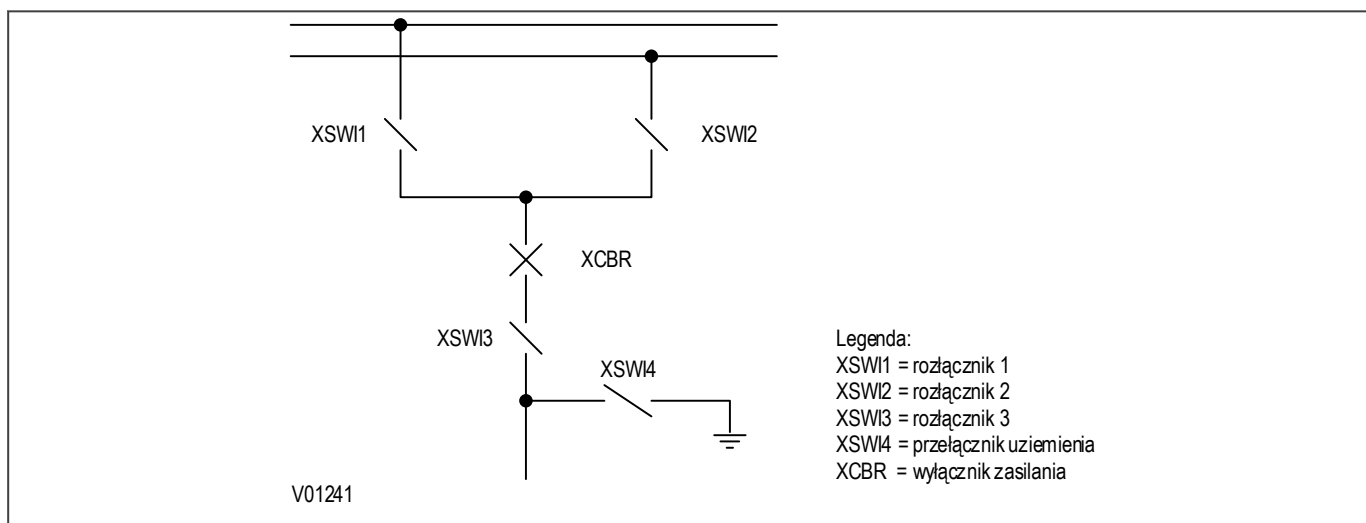


Figure 145: Reprezentacja typowego pola zasilającego

W polu tym znajdują się cztery łączniki typu LN XSWI i jeden wyłącznik typu LN XCBR. W tym przykładzie łączniki XSWI1 – XSWI3 są odlacznikami, a XSWI4 jest uziemnikiem.

Aby urządzenie mogło sterować przełącznikami, przełączniki muszą posiadać styki pomocnicze sygnalizujące stan przełącznika. Dla wygody ustawienia urządzenia odnoszą się do styków pomocniczych jako 52A i 52B, mimo że nie są to wyłączniki automatyczne.

Dostępnych jest osiem zestawów ustawień **SW(n) CONTROL** (sterowanie przełącznikiem (n)) w menu **SWITCH CONTROL** w **SETPOINTS\CONTROL**, co pozwala użytkownikowi skonfigurować sterowanie przełącznikami z jednym ustawieniem dla każdego przełącznika, gdzie (n) to numer przełącznika. Ustawienia te są następujące:

Typ

To ustawienie określa typ przełącznika. Może to być rozłącznik obciążenia, odlacznik, uziemnik lub szybki uziemnik.

Dane wejściowe stanu

To ustawienie określa typ styków pomocniczych, które będą wykorzystywane w logice sterowania. Dla wygody ustawienia urządzenia odnoszą się do styków pomocniczych jako 52A i 52B, mimo że nie są to wyłączniki automatyczne. Styki „A” odpowiadają statusowi styków głównych, natomiast styki „B” mają przeciwną polaryzację.

Control by (Sterowanie przez)

To ustawienie określa sposób sterowania przełącznikiem. Może to być tryb lokalny (bezpośrednie użycie urządzenia), zdalny (przy użyciu łącza komunikacyjnego) lub oba (lokalny + zdalny).

Trip/Close (Wyzwolenie zabezpieczenia / załączenie)

Jest to polecenie bezpośredniego wyzwolenia lub załączenia wyłącznika.

Zdalne sterowanie wyłącznikiem można osiągnąć, konfigurując ustawienie **CB Trip/Close** (Wyzwolenie/załączenie wyłącznika) pod kątem wyzwolenia lub załączenia przy użyciu polecenia przez łącze komunikacyjne.

Aby to zadziałało, ustawienie **Control by** (Sterowanie przez) powinno mieć wartość *Remote* (Zdalny) lub *Local + Remote* (Lokalny + Zdalny) w menu **SW(n) CONTROL** (Sterowanie przełącznikiem (n)) dla każdego przełącznika.

Lokalne sterowanie przełącznikiem można osiągnąć, konfigurując ustawienie **CB Trip/Close** (Wyzwolenie/załączenie wyłącznika) pod kątem wyzwolenia lub załączenia przy użyciu polecenia przez panel przedni IED lub komunikację USB.

Aby to zadziałało, ustawienie **Control by** (Sterowanie przez) powinno mieć wartość *Local* (Lokalny) lub *Local + Remote* (*Lokalny + Zdalny*) w menu **SW(n) CONTROL** (Sterowanie przełącznikiem (n)) dla każdego przełącznika.

Operandy logiczne *SWI(n) Control Trp* oraz *SWI(n) Control Cls* to wynik poleceń Trip (Wyzwolenie) oraz Close (załączenie). Ten operand logiczny może zostać przypisany do zestyków wyjściowych przełącznika, aby fizycznie obsługiwać przełączniki.

SWI1 Aux (52A) (Przełącznik 1 pomocniczy (52A)) oraz **SWI1 Aux (52B)** (Przełącznik 1 pomocniczy (52B))

To ustawienie definiuje sygnały, które wskazują stan powiązanych zestyków pomocniczych dla każdego przełącznika.

Trip Pulse Time (Czas Imp Wyl) oraz **Close Pulse Time** (Czas Imp Zal)

Ustawienia te pozwalają sterować szerokością impulsów otwierania i załączania.

Status Alrm Time (Czas alarmu stanu)

To ustawienie umożliwia zdefiniowanie przez użytkownika czasu oczekiwania, po którym urządzenie IED zgłosi alarm stanu.

Trip Alrm Time (Czas alarmu wyzwolenia) oraz **Close Alrm Time** (Czas alarmu załączenia)

Ustawienia te pozwalają sterować opóźnieniem alarmów otwarcia i załączenia, gdy końcowy stan przełącznika nie jest zgodny ze stanem oczekiwanym.

SWI1 Blk Rmt Ops (Przełącznik 1 blokada obsługi zdalnej)

To ustawienie blokuje obsługę zdalną przełącznika.

Reset Data (Resetuj dane)

To ustawienie zeruje dane monitorowania przełącznika.

Uwaga:

W celu wykrycia *SWI1 Cls Fail* (nieudanego załączenia przełącznika 1) wartość *Close Alrm Time* (Czas alarmu załączania) musi być mniejsza niż *Close Pulse Time* (Czas impulsu załączającego).

Uwaga:

W celu wykrycia *SWI1 Trip Fail* (nieudanego wyzwolenia przełącznika 1) wartość *Trip Alrm Time* (Czas alarmu wyzwolenia) musi być mniejsza niż *Trip Pulse Time* (Czas impulsu wyzwalającego).

Wartości rzeczywiste *SWI1 Status* (Stan przełącznika 1) oraz *SWI1 Operations* (Działanie przełącznika 1) pochodzące ze sterowania przełącznikiem można wyświetlić w ścieżce **DEVICE STATUS\SWITCH CONTROL** bezpośrednio na panelu przednim IED lub z poziomu karty **Monitor** (Monitorowanie) oprogramowania EnerVista Configuration.

SWI1 Status reprezentuje stan przełącznika.

URZ01 Działanie zwiększa licznik stanu na podstawie liczby wyzwoleń przełącznika. Jest to wartość zapisywana w pamięci nieulotnej, którą można zresetować wyłącznie za pomocą ustawienia **Reset Data** (Resetuj dane) dla każdego przełącznika.

Uwaga:

Pokazane są ustawienia przełącznika 1, ale ustawienia wszystkich pozostałych elementów przełączników są takie same.

15.19.1 LOGIKA STANU PRZEŁĄCZNIKA

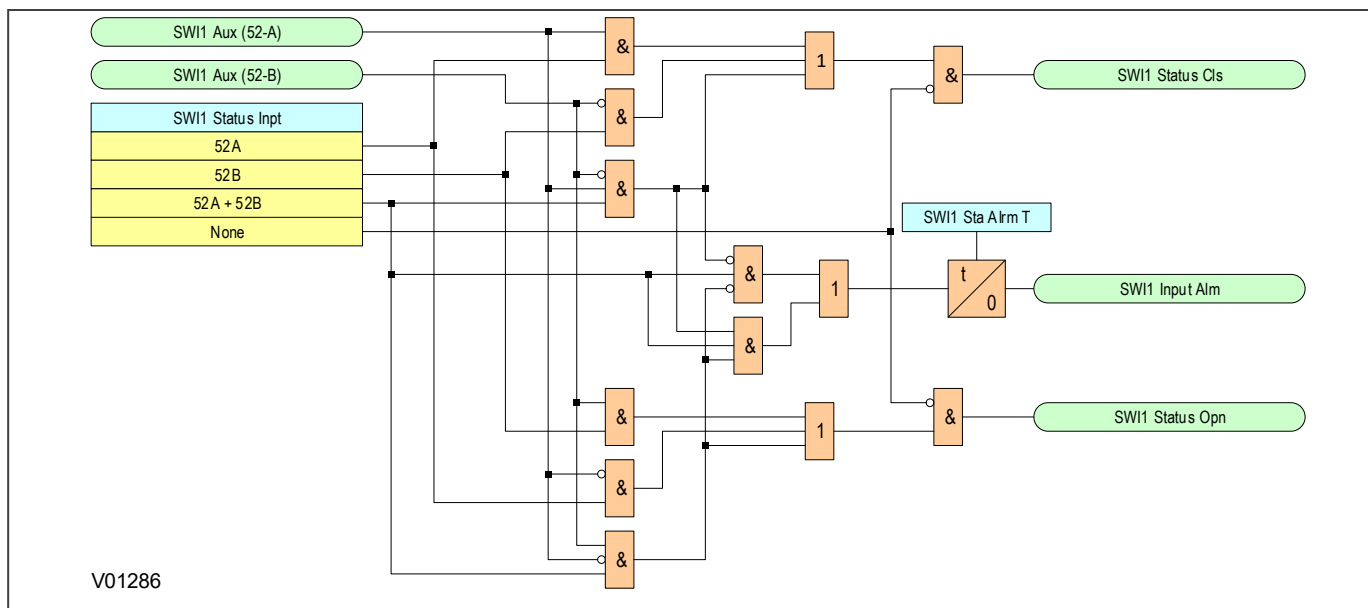


Figure 146: Logika stanu przełącznika

15.19.2 LOGIKA STEROWANIA PRZEŁĄCZNIKIEM

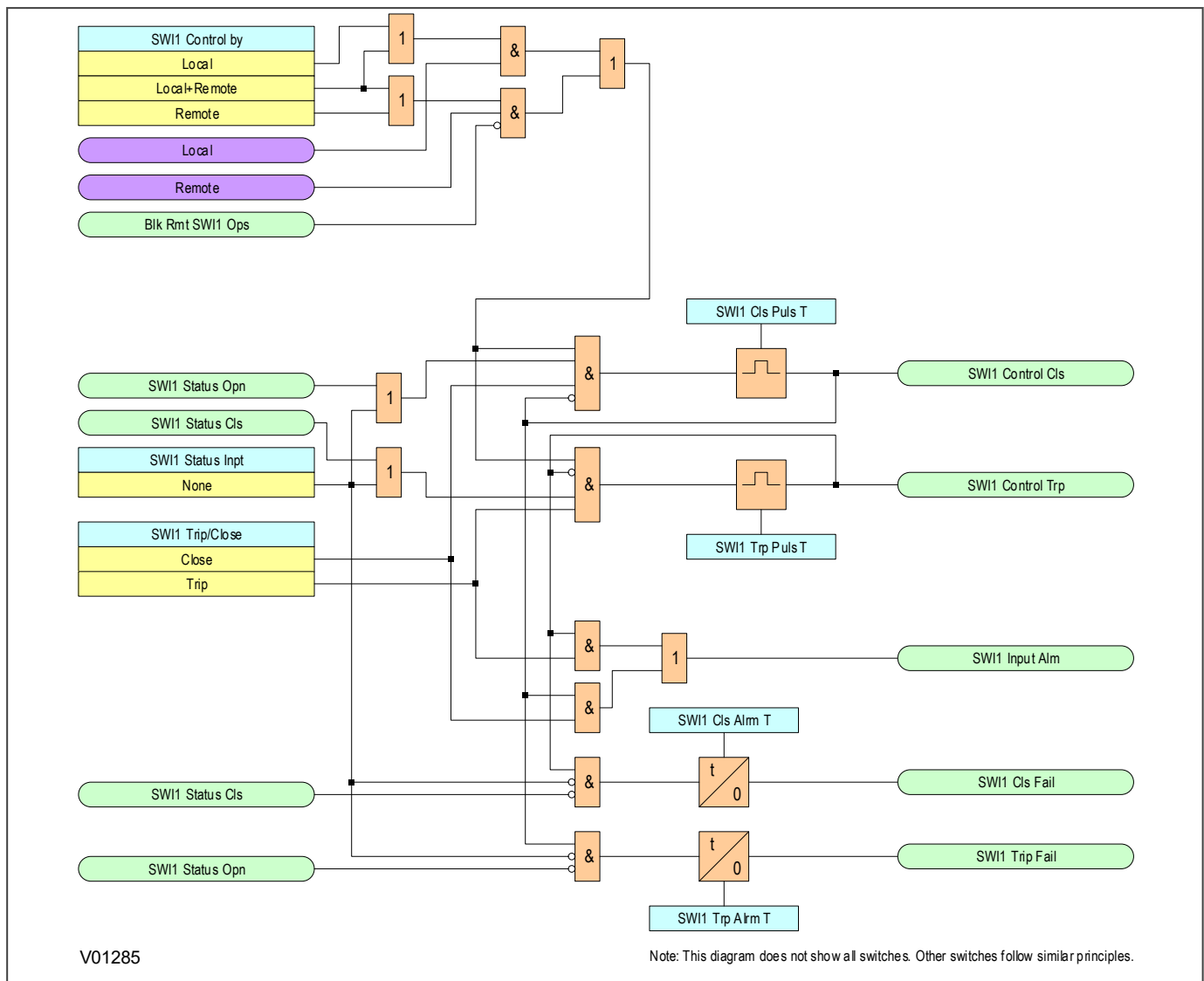


Figure 147: Logika sterowania przełącznikiem

15.20 FUNKCJA MARTWEGO BIEGUNA

Logika martwego bieguna służy do określenia i wskazania zaniku napięcia na co najmniej jednej fazie linii zasilającej. Stan martwego bieguna określa się poprzez pomiar:

- prądów i/lub napięć linii lub
- przez monitorowanie stanu zestyków pomocniczych wyłącznika wskazywanych przez specjalne sygnały.

Funkcja ta może być także wykorzystywana do blokowania zadziałania elementów zabezpieczenia podczęstotliwościowego oraz podnapięciowego w stosownych przypadkach.

15.20.1 LOGIKA MARTWEGO BIEGUNA

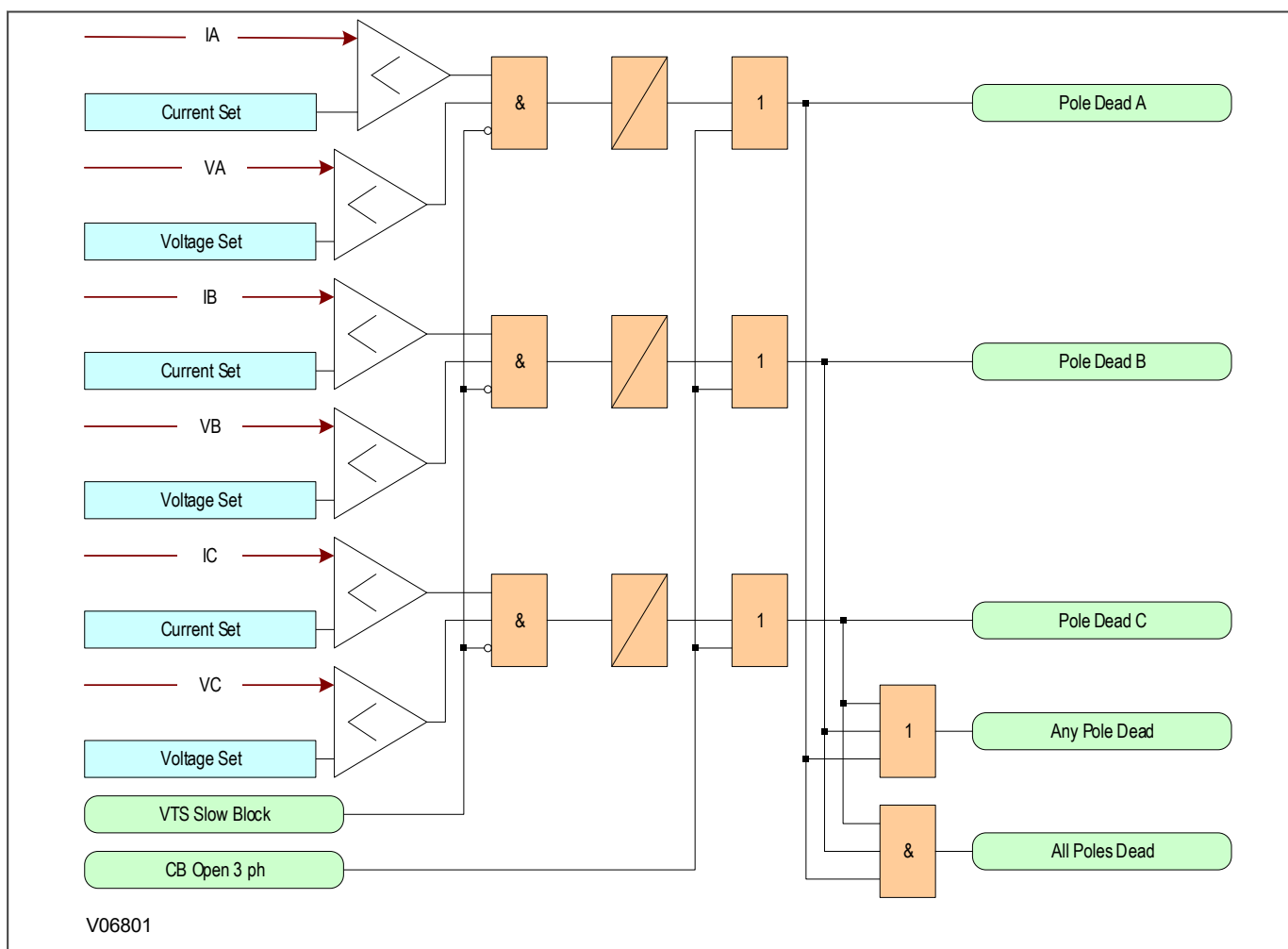


Figure 148: Logika martwego bieguna

Jeżeli zarówno prąd, jak i napięcie spadną poniżej określonych wartości progowych, urządzenie zainicjuje warunek Pole Dead (Martwy biegun).

Jeżeli bez napięcia jest więcej biegunów niż jeden, urządzenie wskaże, która faza jest martwa, i aktywuje sygnał **Any Pole Dead** (Ktores Pol Martw). Jeżeli wszystkie fazy są bez napięcia, sygnałowi **Any Pole Dead** (Ktores Pol Martw) będzie towarzyszyć sygnał **All Poles Dead** (Wszys Pol martw).

Jeżeli przekładnik napięciowy nie zadziała, zostanie wygenerowany sygnał **VTS** w celu zablokowania wskazań Pole Dead (Martwy biegun), które zostałyby wygenerowane przez progi zabezpieczenia podnapięciowego i podprądowego. Jednak logika VTS nie będzie blokować wskazań Pole Dead (Martwy biegun), jeżeli nie zostaną

one zainicjowane przez sygnał **BRK Open** (Wyłącznik otwarty). Sygnał **BRK Open** (Wyłącznik otwarty) automatycznie inicjuje warunki martwego bieguna, niezależnie od pomiaru prądu i napięcia.

Uwaga:

Funkcja martwego bieguna jest dostępna tylko w produktach P14D i P14N. Ustawienia napięcia będą miały zastosowanie wyłącznie do modelu P14D.

15.21 KONTROLA SYNCHRONIZMU

Zdarzają się sytuacje, kiedy zarówno po stronie „szyny”, jak i „linii” wyłącznika obecne jest napięcie przy wyłączniku otwartym – na przykład na końcach przewodu zasilającego ze źródłami zasilania po obu stronach. Z tego powodu przed załączeniem wyłącznika należy sprawdzić, czy stan sieci na obu końcach jest odpowiedni. (Dotyczy to zarówno wyłącznika załączanego ręcznie, jak i automatycznie). W przypadku załączenia wyłącznika przy obecnym napięciu zarówno po stronie linii, jak i szyny, przy dużym kącie fazowym, różnicy częstotliwości lub różnicy potencjałów pomiędzy obiema stronami wyłącznika, istnieje ryzyko udaru skutkującego utratą stabilności oraz możliwością uszkodzenia podłączonych urządzeń.

Kontrole synchronizmu obejmują monitorowanie napięć po obu stronach wyłącznika; jeżeli obie strony wyłącznika są pod napięciem, przeprowadzana jest kontrola synchronizmu w celu określenia, czy różnice napięcia, wartości kąta fazowego oraz częstotliwości mieszczą się w dozwolonych granicach.

Parametry przed załączeniem konkretnego wyłącznika zależą od konfiguracji sieci, natomiast parametry samoczynnego ponownego załączania zależą od wybranego programu AR. Na przykład wyłączniki na obu końcach linii zasilającej z opóźnionym samoczynnym ponownym załączaniem są zwykle tak ustawione, aby załączać się w różnym czasie. Pierwszy koniec linii, który ma być zamknięty w chwili bezpośrednio przed ponowieniem załączania, ma szynę pod napięciem i linię bez napięcia. Wyłącznik na drugim końcu linii „widzi” szynę pod napięciem i linię pod napięciem.

Jeśli pomiędzy końcami linii zasilającej, na której wystąpiło wyzwolenie wyłącznika, jest połączenie równoległe, częstotliwości będą identyczne, jednak jakkolwiek wzrost impedancji może spowodować wzrost kąta fazowego pomiędzy dwoma napięciami. Dlatego też bezpośrednio przez załączeniem drugiego wyłącznika niezbędna może okazać się kontrola synchronizmu pozwalająca sprawdzić, czy nie doszło do wzrostu kąta fazowego pomiędzy dwoma napięciami do poziomu, przy którym może wystąpić niedozwolony udar w sieci w momencie załączenia wyłącznika.

Jeśli pomiędzy końcami linii zasilającej, w której nastąpiło wyzwolenie wyłącznika, nie ma połączeń równoległych, dwie sekcje sieci mogą zupełnie utracić wzajemny synchronizm, a częstotliwość na jednym z końców może się „osunąć” względem drugiego końca. W takiej sytuacji niezbędna jest kontrola synchronizmu drugiego końca linii obejmująca zarówno kąt fazowy, jak i kontrole częstotliwości poślizgowej.

Jeśli szyna zbiorcza na drugim końcu linii nie ma podłączonych innych źródeł mocy poza linią zasilania, w której nastąpiło wyzwolenie wyłącznika, wyłącznik będzie „widział” linię pod napięciem i szynę bez napięcia, przy założeniu, że pierwszy wyłącznik ponownie się załączył. Po załączeniu wyłącznika drugiego końca linii dojdzie do naładowania szyny z linii znajdującej się pod napięciem (ładowanie szyny z odciętym zasilaniem).

Uwaga:

Funkcja kontroli synchronizmu jest dostępna tylko w produktach P14D i P94V.

15.21.1 IMPLEMENTACJA KONTROLI SYNCHRONIZMU



Ostrzeżenie:

Kontroli synchronizmu nie można przeprowadzić, jeżeli trójfazowe przekładniki napięciowe połączone są w układzie Delta, a w opcji „Aux VT connection” (Pomocnicze połączenie przekładnik napięciowy) wybrano pojedyncze wejściowe napięcie Wye. Napięcia „Wye” nie mogą być obliczane z przekładników napięciowych połączonych w układzie Delta. Również w sytuacji, gdy zarówno strona linii, jak i strona szyny to trójfazowe przekładniki napięciowe, typy przekładników napięciowych muszą być dopasowane, czyli oba wejścia napięciowe linii i szyny muszą być typu Delta lub Wye. Jeżeli obie strony to jednofazowe wejścia Aux przekładnik napięciowy, to oba typy połączenia Aux przekładnik napięciowy powinny być dokładnie dopasowane, to znaczy jeżeli typ Aux przekładnik napięciowy po stronie linii to Vab, to typ Aux przekładnik napięciowy po stronie szyny również musi być Vab. W przypadku kontroli synchronizmu połączenie Aux przekładnik napięciowy „Vn” nie jest poprawnym typem.



Ostrzeżenie:

Jeżeli typ przekładnik napięciowy po stronie linii i wejście po stronie szyny są niezgodne, jak zaznaczono w ostrzeżeniu powyżej, funkcja kontroli synchronizmu nie zadziała, mimo że jest ustawiona na Enabled (Wł.).



Ostrzeżenie:

Po zaprogramowaniu funkcji kontroli synchronizmu przeprowadzi ona kontrolę wyboru wejścia napięciowego, aby określić, czy wielkości napięcia nie różnią się od siebie o więcej niż 5%. Ta kontrola jest uzależniona wyłącznie od ustawień wprowadzonych dla fazowych i pomocniczych przekładników napięciowych w menu Setpoints/System/Voltage Sensing. Jeśli różnica między oboma wybranymi wejściami napięcia według obliczeń jest większa niż 5%, kontrola synchronizmu nie zadziała.



Ostrzeżenie:

Na przykład fazowy przekładnik napięciowy może zostać ustawiony na połączenie Wye o napięciu wtórnym wynoszącym 66,4 V. Pomocniczy przekładnik napięciowy może zostać połączony pomiędzy fazą A i B napięciem wtórnym ustawionym na 115 V. Następnie jedno z ustawień kontroli synchronizmu może zostać ustawione jako bank napięcia fazowego połączony w układzie Wye, a drugim wejściem może być pomocniczy przekładnik napięciowy o napięciu Vab. Ponieważ różnica pomiędzy obliczonym wejściem Vab i ustawieniem Aux przekładnik napięciowy wynosi 0%, kontrola synchronizmu zadziała. Jeśli jednak ta różnica jest większa niż 5%, kontrola synchronizmu nie zadziała.

Funkcja kontroli synchronizmu obejmuje opcje *Live/Dead Voltage Monitoring* (Monitorowanie napięcia) oraz *Check Synchronisation* (Kontrola synchronizacji).

Funkcja System Checks (Kontrola systemu) jest włączana lub wyłączana w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL \CHECK SYNC 1** przy użyciu ustawienia **CS1 Function** (Funkcja CS1).

15.21.1.1 POŁĄCZENIA PRZEKŁADNIK NAPIĘCIOWY

Urządzenie ma wejścia dla trójfazowego „głównego przekładnika napięciowego” i co najmniej jednego jednofazowego przekładnika napięciowego służącego do kontroli synchronizmu lub napięcia szczytkowego. W zależności od układu sieci strony pierwotnej główny przekładnik napięciowy może znajdować się albo po stronie linii, albo po stronie szyny zbiorczej wyłącznika, z 4. przekładnik napięciowy po drugiej stronie. Normalnie główny przekładnik napięciowy jest umieszczony po stronie linii (zgodnie z ustawieniem domyślnym), ale nie zawsze tak jest. Z tego względu tam, gdzie można to zdefiniować, dostępna jest opcja **Line przekładnik napięciowy I/P**. To jest główne ustawienie **Bus przekładnik napięciowy I/P**.

Ustawienie **Bus przekładnik napięciowy I/P** definiuje lokalizację przekładnik napięciowy szyny.

15.21.1.2 MONITOROWANIE NAPIĘCIA

Ustawienia **Bus Live V** oraz **Line Live V** pozwalają na zdefiniowanie wartości progowej, przy której napięcie uznawane jest za aktywne (live) lub nieaktywne (dead). Wartości te odnoszą się zarówno do napięcia po stronie linii, jak i szyny. Jeżeli zmierzone napięcie spadnie poniżej ustawienia **Bus Dead V** lub **Line Dead V**, generowany jest sygnał (**Wez. Martw** lub **Linia martwa**). Jeżeli zmierzone napięcie przekracza ustawienie **Bus Live V** lub **Line Live V**, generowany jest sygnał (**Wez. Żywy** lub **Linia żywa**).

15.21.1.3 KONTROLA SYNCHRONIZMU

Funkcja kontroli synchronizmu sprawdza, czy napięcia (BUS oraz LINE) po obu stronach nadzorowanego wyłącznika mieszczą się w określonych limitach różnicy wartości, kąta i częstotliwości. Czas, przez jaki dwa napięcia pozostają w dopuszczalnej różnicy kąta, określa się, ustawiając różnicę kąta fazowego $\Delta\Phi$ oraz różnicę częstotliwości ΔF (częstotliwość poślizgowa).

Można to zdefiniować jako czas, w którym fazor napięcia, BUS lub LINE, musiałby przebyć kąt równy $2 \times \Delta\Phi$ z częstotliwością równą różnicy częstotliwości ΔF . Ten czas można obliczyć za pomocą wzoru:

$$T = \frac{1}{\frac{360^\circ}{2 \times \Delta\Phi} \times \Delta F}$$

gdzie: $\Delta\Phi$ = różnica kąta fazowego w stopniach; ΔF = różnica częstotliwości w hercach (Hz).

Przykład: dla wartości $\Delta\Phi = 30^\circ$ oraz $\Delta F = 0,1$ Hz, czas, przez jaki kąt pomiędzy dwoma napięciami będzie mniejszy niż ustawiona wartość, wynosi:

$$T = \frac{1}{\frac{360}{2 \times 30} \times 0.1} = 1.66 \text{ sec}$$

Dlatego czas załączania wyłącznika musi być krótszy niż ten obliczony czas, aby załączyć i połączyć obie strony pod napięciem.

Jeżeli jedna strona lub obie strony wyłącznika synchronizującego są w stanie beznapięciowym, programowanie kontroli synchronizmu może umożliwić załączenie wyłącznika przy użyciu sterowania podnapięciowego, aby obejść pomiary kontroli synchronizmu (funkcja martwego źródła).

15.21.1.4 LOGIKA KONTROLI SYSTEMU

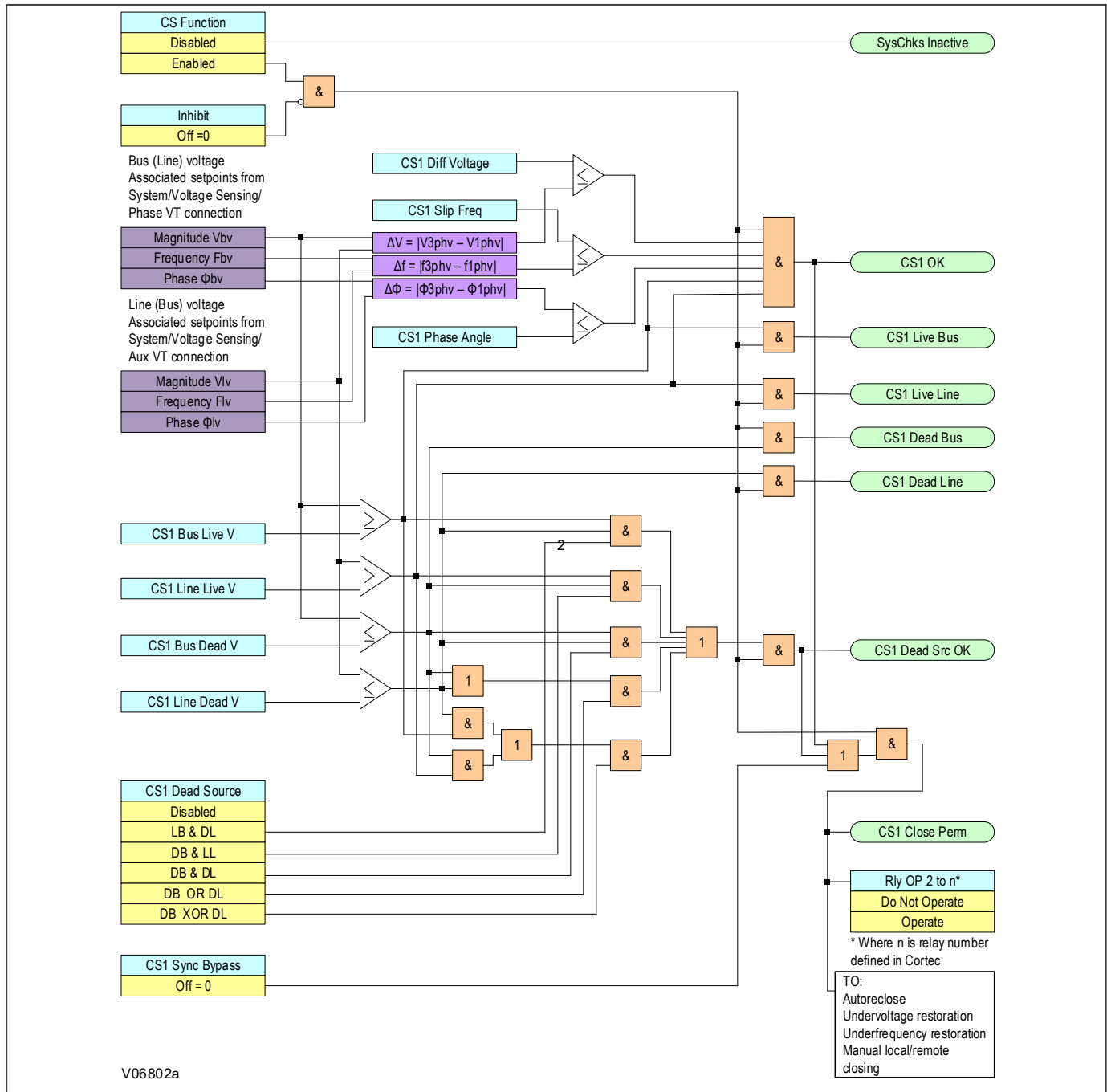


Figure 149: Logika kontroli systemu

15.21.1.5 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC KONTROLI SYSTEMU

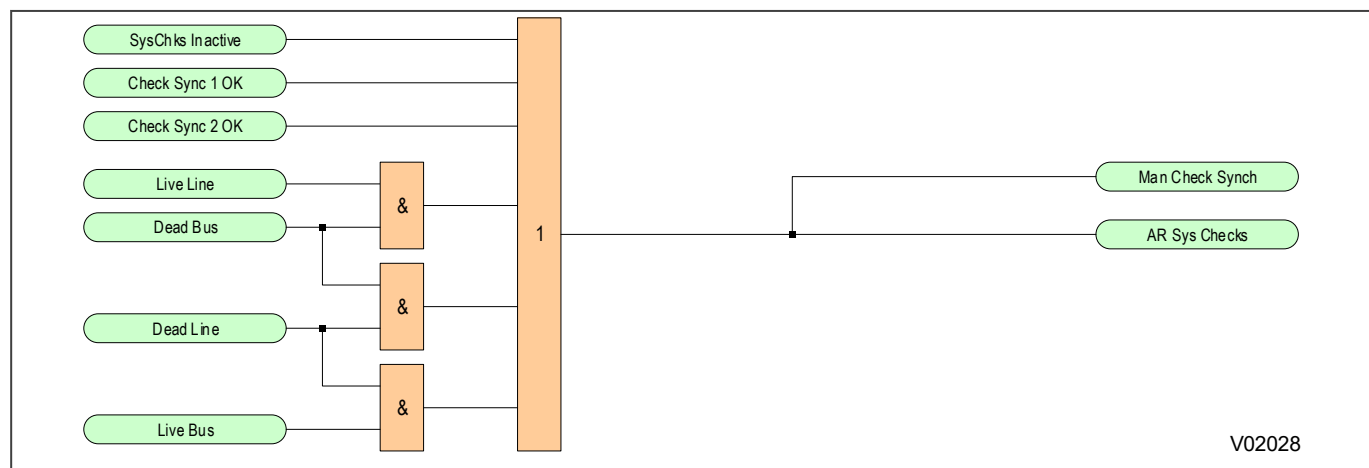


Figure 150: Edytor równań FlexLogic kontroli systemu

15.22 DETEKCJA HARMONICZNYCH

Funkcja wykrywania harmonicznym monitoruje 2. harmoniczną, która występuje w prądach fazowych. Urządzenie IED zapewnia cztery identyczne elementy wykrywania harmonicznym.

Podczas zasilania transformatora lub rozruchu silnika prąd rozruchowy występujący w prądach fazowych może wpływać na niektóre wrażliwe elementy, takie jak zabezpieczenie nadprądowe reagujące na składową przeciwną. W związku z tym monitorowany jest stosunek drugiej harmonicznym do podstawowej wielkości na fazę i gdy przekracza on konfigurowalny poziom pobudzenia, aktywowany jest operand, którego można użyć do zablokowania takich wrażliwych elementów. Harmoniczne są aktualizowane przy każdym przejściu zabezpieczenia.

Ta funkcja definiuje fazy wymagane do działania, takie jak *Any One*, *Any Two*, *Any Three* (Dowolna jedna, Dowolne dwie, Dowolne trzy) lub *Average* (Średnia). Fazę można zdefiniować w ustawieniu **Operate Mode** (Tryb pracy) w **SETPOINTS\MONITORING\HARMONIC DETEC**. Jeżeli ustawiono wartość *Average* (Średnia), urządzenie IED oblicza średni poziom drugiej harmonicznym i porównuje go z ustawieniem pobudzenia. Uśrednianie drugiej harmonicznym odbywa się zgodnie z algorytmem adaptacyjnym w zależności od składowej podstawowej wielkości prądu na fazę. Jeśli wielkość składowej podstawowej w którejkolwiek z trzech faz spadnie poniżej aktualnego poziomu odcięcia, prąd drugiej harmonicznym z tej fazy jest usuwany (zerowany) z równania uśredniania, a dzielnik jest zmniejszany z 3 do 2. To samo dzieje się, gdy wielkość składowej podstawowej jednej z pozostałych dwóch faz spadnie poniżej poziomu odcięcia. W tym przypadku druga harmoniczna w tej fazie jest pomijana w sumowaniu, a dzielnik jest zmniejszany do 1.

Ustawienie *Imin* w **SETPOINTS\MONITORING\HARMONIC DETEC** określa minimalną wartość prądu wymaganą do tego, by element wykrywania harmonicznym zadziałał. Jeżeli w opcji **Operate Mode** (Tryb działania) ustawiono *Average* (Średnia), do nadzorowania używana jest średnia z prądów trójfazowych. Podobny algorytm średniej adaptacyjnej jest stosowany do obliczania średniej wielkości prądu roboczego.

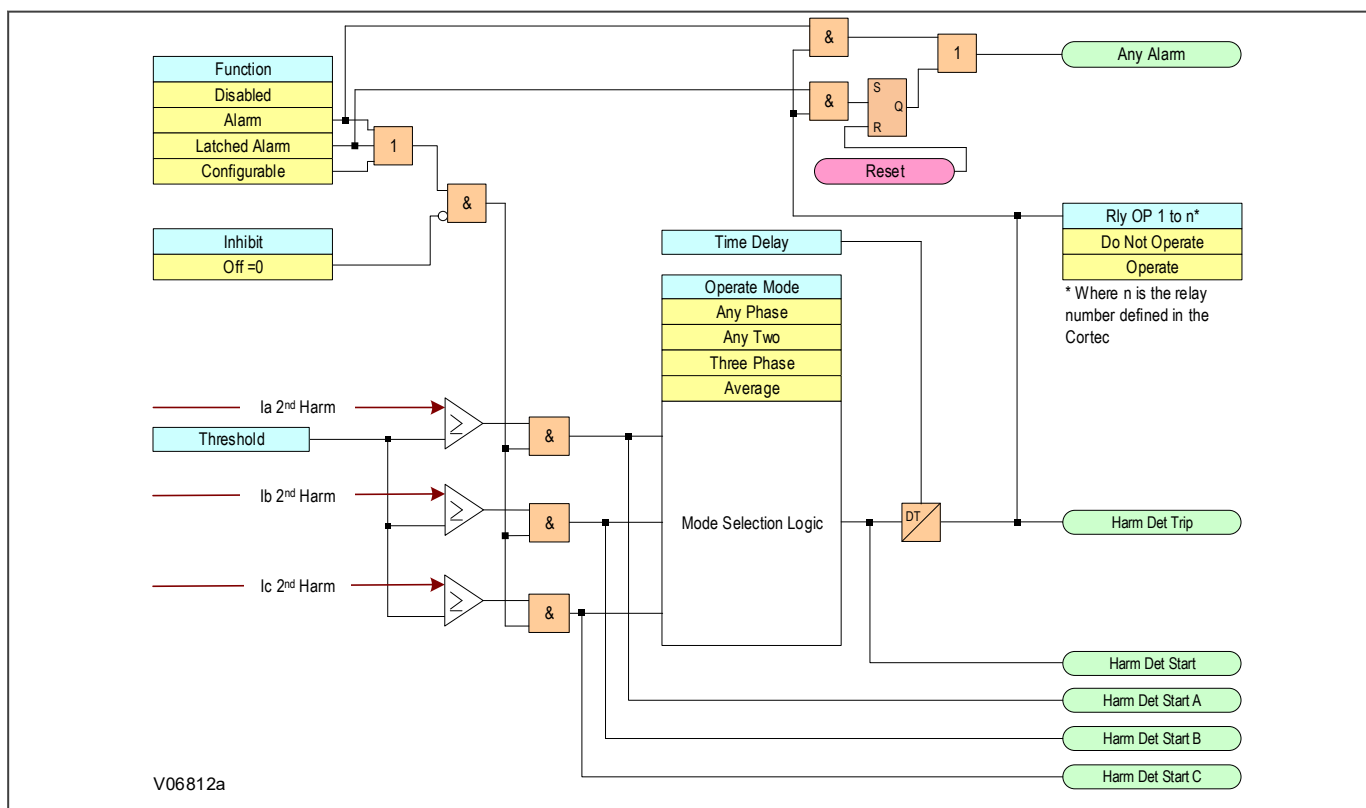


Figure 151: Logika wykrywania harmonicznym

Uwaga:

Funkcja wykrywania harmonicznych jest dostępna wyłącznie w produktach P14D i P14N.

Uwaga:

*Należy wziąć pod uwagę, że sygnały wykrywania harmonicznych mogą być używane do blokowania wrażliwych elementów. Aby uzyskać poprawne działanie, ustawienie **Threshold** (Wartość progowa) w elemencie *Harmonic Detection* (Wykrywanie harmonicznych) należy zaprogramować z wartościami wystarczająco większymi, by umożliwić oscylację pomiaru powyżej poziomu dokładności. Ustawienie **Time Delay** (Zwłoka czasowa) powinno być odpowiednio wyższe, aby uniknąć wartości przejściowych podczas pomiaru, i niższe niż zwłoka czasowa elementu IOC lub TOC, który jest przez nią nadzorowany.*

15.23 POLEDISKREP

Wzmocnione urządzenie IED Multilin Agile obejmuje element Pole Discrepancy (Rozbieżność biegunów) w menu Control (Sterowanie) w ścieżce **SETPPOINTS\CONTROL\POLEDISCREPANCY\POLEDISCREPANCY1**. Ten element może zostać użyty do ponownego pobudzenia wyłącznika po wykryciu rozbieżności biegunów lub wyzwoleniu wyłącznika po stronie zasilania w przypadkach, gdy rozbieżność biegunów nadal się utrzymuje. Element wykrywa, czy jeden lub dwa bieguny wyłącznika pozostają otwarte po poleceniu załączenia lub czy jeden lub dwa bieguny pozostają zamknięte po poleceniu otwarcia. Funkcja rozbieżności biegunów działa na podstawie informacji z zestyków pomocniczych powiązanych ze stanem otwarty/zamknięty dla każdego bieguna wyłącznika lub poprzez wykrywanie obecności prądów fazowych powyżej/poniżej programowalnego poziomu prądu, odpowiednio, przed operacją załączenia lub otwarcia. Aby wykrywać rozbieżność biegunów przy użyciu prądów fazowych, wymagane jest zaprogramowanie ustawienia **Current Limit** (Limit prądu). Monitorując każdy prąd fazowy pod kątem wybranej wartości progowej limitu prądu, urządzenie IED wykrywa, czy biegun wyłącznika jest otwarty czy zamknięty. Jeżeli zostanie wykryty prąd fazowy poniżej limitu prądu, biegun zostanie uznany za otwarty, a jeżeli prąd będzie powyżej tego limitu, biegun zostanie uznany za zamknięty.

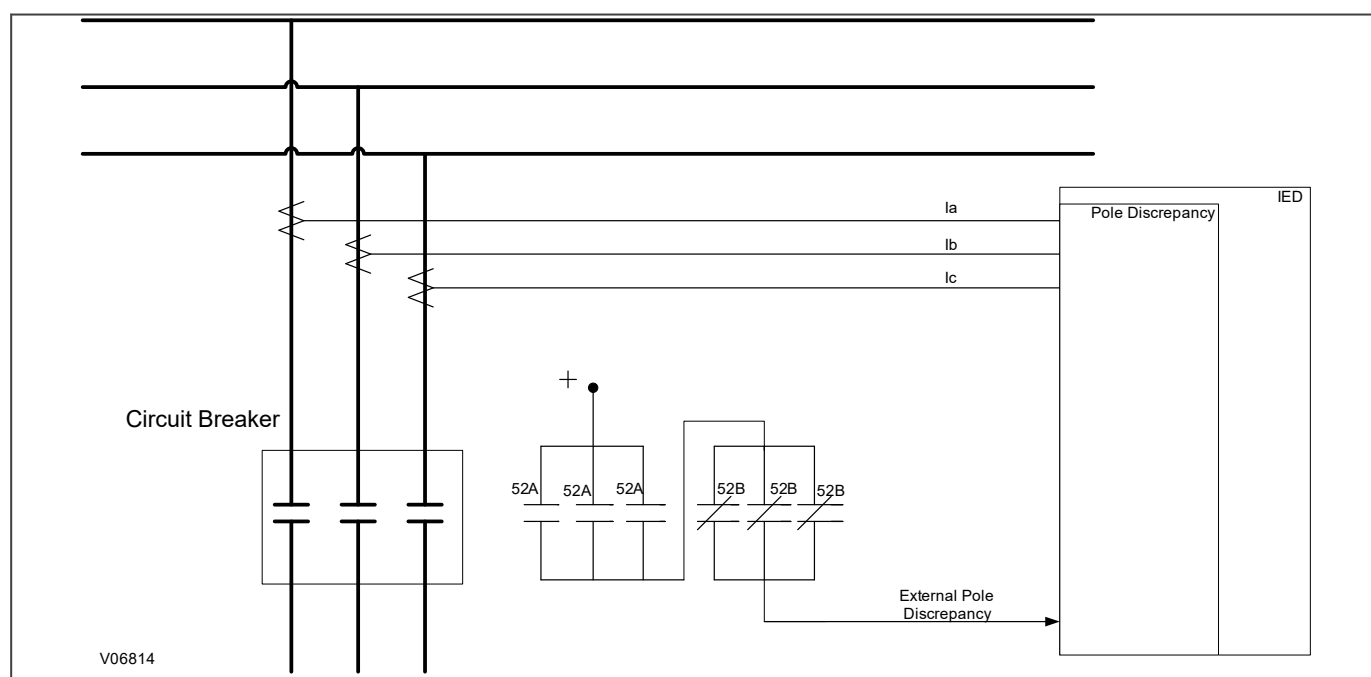


Figure 152: Układ zestyków wyłącznika do zewnętrznego wykrywania rozbieżności biegunów

Wprowadzona logika rozbieżności biegunów z Multilin Agile IED umożliwia wykrywanie rozbieżności biegunów zewnątrz za pomocą pojedynczego wejścia stykowego (patrz rysunek powyżej), wykrywanie Aux Status Based (Oparte na stanie zestyku pomocniczego) za pomocą 6 zestyków wejściowych z zestyków wyłącznika pomocniczego 52a i 52B na fazę (patrz rysunek poniżej), wykrywanie oparte na prądach, dowolną kombinację trzech metod wykrywania lub wszystkie trzy włączone metody.

Schemat rozbieżności biegunów z urządzenia Multilin Agile pozwala na dwa rodzaje okablowania. Rysunek powyżej przedstawia okablowanie sygnału rozbieżności biegunów wyłącznika wykrywanej zewnątrz. W takich schematach trzy zestyki 52A ustawiane są równolegle i łączone szeregowo z trzema zestykami 52B ustawionymi równolegle. Jeżeli wejście External Pole Discrepancy (Zewnętrzna rozbieżność biegunów) włączy się, będzie to oznaczało, że albo jeden ze zestyków 52B nie otworzył się po poleceniu załączenia wyłącznika, albo jeden ze zestyków 52A pozostał zamknięty po poleceniu wyzwolenia wyłącznika.

Rysunek poniżej przedstawia połączenie zestyków pomocniczych wyłącznika 52A i 52B na biegun wyłącznika oraz schemat ich połączeń do wejść optycznych IED. Ten schemat połączeń zestyków wyłącznika do IED używany jest, gdy na IED włączono wykrywanie rozbieżności biegunów metodą opartą na zestykach.

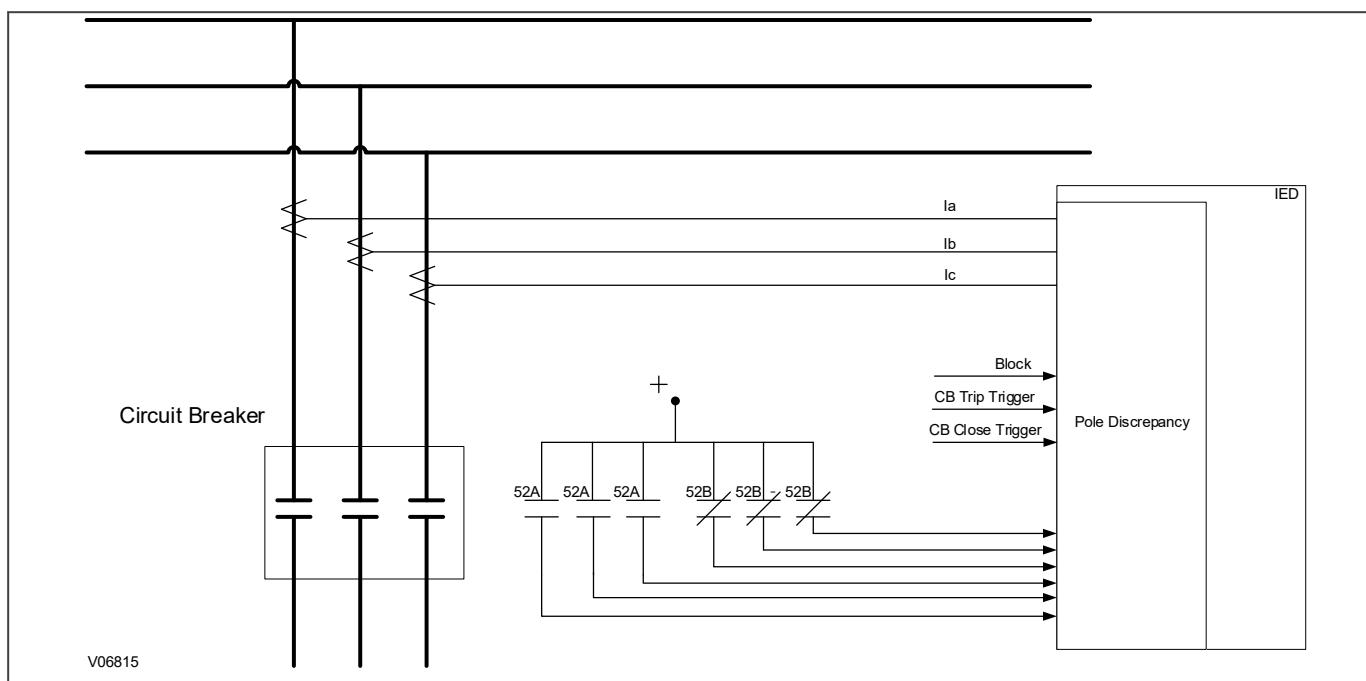


Figure 153: Schemat połączeń zestyków wyłącznika dla rozbieżności biegunów wykrytej przez IED

Ustawienie **CB Trip Trigger** przypisuje sygnał inicjujący wyzwalenie (otwarcie) wyłącznika. Ustawienie **CB Close Trigger** przypisuje sygnał inicjujący załączenie wyłącznika. Ustawienie **Ext Pole Discrp.** wybiera operand (typowo wejście optyczne) jako wejście z rozbieżności wykrytej zewnętrznie przez aranżację zestyków pomocniczych wyłącznika.

Ustawienie **Time Delay** dostarcza określony czas zwłoki pobudzenia. Jeżeli podczas czynności otwierania wyłącznika zostanie wykryte, że wszystkie trzy bieguny są otwarte przed upływem czasu timera, timer zresetuje się i nie zostanie zadeklarowana żadna rozbieżność biegunów. Natomiast jeżeli jeden lub dwa bieguny pozostaną zamknięte po upływie czasu timera, zostanie zadeklarowana rozbieżność biegunów. Ta sama logika ma zastosowanie, gdy do wyłącznika zostanie wysłane polecenie załączenia przez monitorowanie stanu załączenia biegunów wyłącznika.

Uwaga:

Nawet jeśli minimalne ustawienie **Time Delay** (Zwłoka czasowa) o wartości 100 ms z zakresu obsługuje większość wyłączników z krótszym czasem działania, należy się upewnić, że sprawdzono czasy działania wyłącznika, i ustawić opóźnienie dłuższe niż te czasy.

Opcja **Aux Status Based** (Oparte na stanie zestyku pomocniczego) włącza ustawienia **Ph A(B,C) Open** (Faza A(B,C) otwarta) oraz **Ph A(B,C) Closed** (Faza A(B,C) zamknięta) powiązane z wykrywaniem PD opartym na stanie zestyku pomocniczego. Ustawienie **Ph A(B,C) Open** (Faza A(B,C) otwarta) daje wybór operandu na fazę (biegun) do wykrywania stanu otwarcia fazy (biegun) wyłącznika. Normalnie wybierane jest wejście styku odłączonego do zestyku pomocniczego 52B bieguna. Ustawienie **Ph A(B,C) Closed** (Faza A(B,C) zamknięta) daje wybór operandu na fazę (biegun) do wykrywania stanu zamknięcia fazy (biegun) wyłącznika. Normalnie wybierane jest wejście styku odłączonego do zestyku pomocniczego 52A bieguna. Ustawienia **Ph A(B,C) Open** (Faza A(B,C) otwarta) oraz **Ph A(B,C) Closed** (Faza A(B,C) zamknięta) mają zastosowanie tylko wówczas, gdy ustawienie **Aux Status Based** (Oparte na stanie zestyku pomocniczego) ma wartość *Enabled* (Wł.).

Uwaga:

Aby uzyskać poprawną funkcjonalność podczas używania zestyków pomocniczych jako kryteriów wykrywania, zestyki podstawowe muszą być w pełni zsynchronizowane z zestykami pomocniczymi monitorowanego elementu przełączającego. To oznacza, że zestyki podstawowe i pomocnicze muszą przełączać się jednocześnie.

Ustawienie **Current Based** (Oparte na prądzie) włącza ustawienie **Current Limit** (Limit prądu) powiązane z wykrywaniem PD na podstawie prądu. Ustawienie **Current Limit** (Limit prądu) określa wartość progową mierzonych prądów fazowych na biegun wyłącznika, powyżej którego biegun uznawany jest za zamknięty, a poniżej którego biegun wykrywany jest jako otwarty.

Element Pole Discrepancy (Rozbieżność biegunów) zostanie zablokowany, gdy operand wybrany w ustawieniu **Inhibit** zostanie aktywowany.

Uwaga:

Zaleca się blokowanie elementu Pole Discrepancy (Rozbieżność biegunów) podczas ponownego złączania wyłącznika jednobiegunowego, ponieważ stan trzech biegunów wyłącznika stworzyłby warunki do zadziałania rozbieżności biegunów.

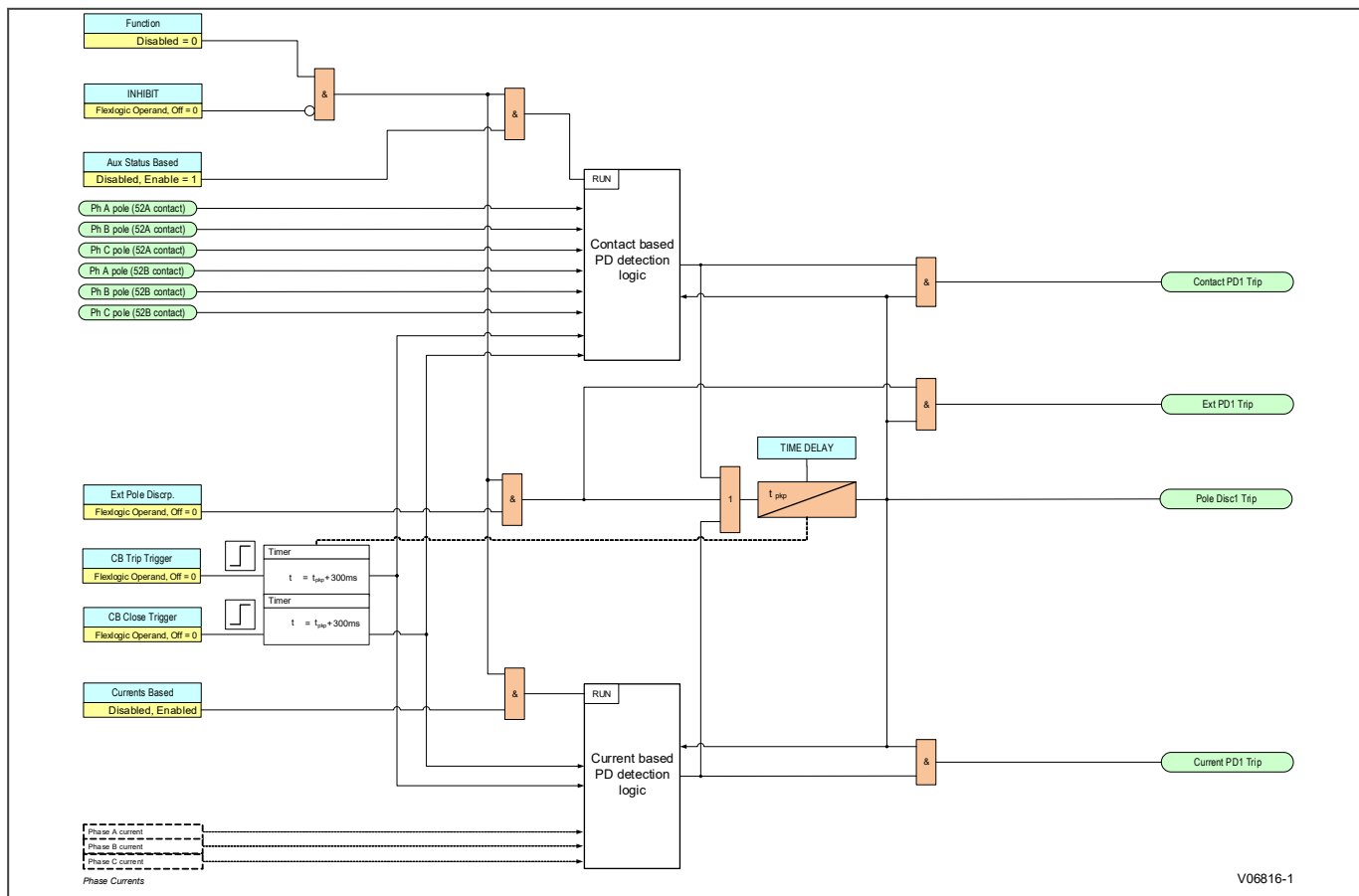


Figure 154: Logika główna wykrywania rozbieżności biegunów

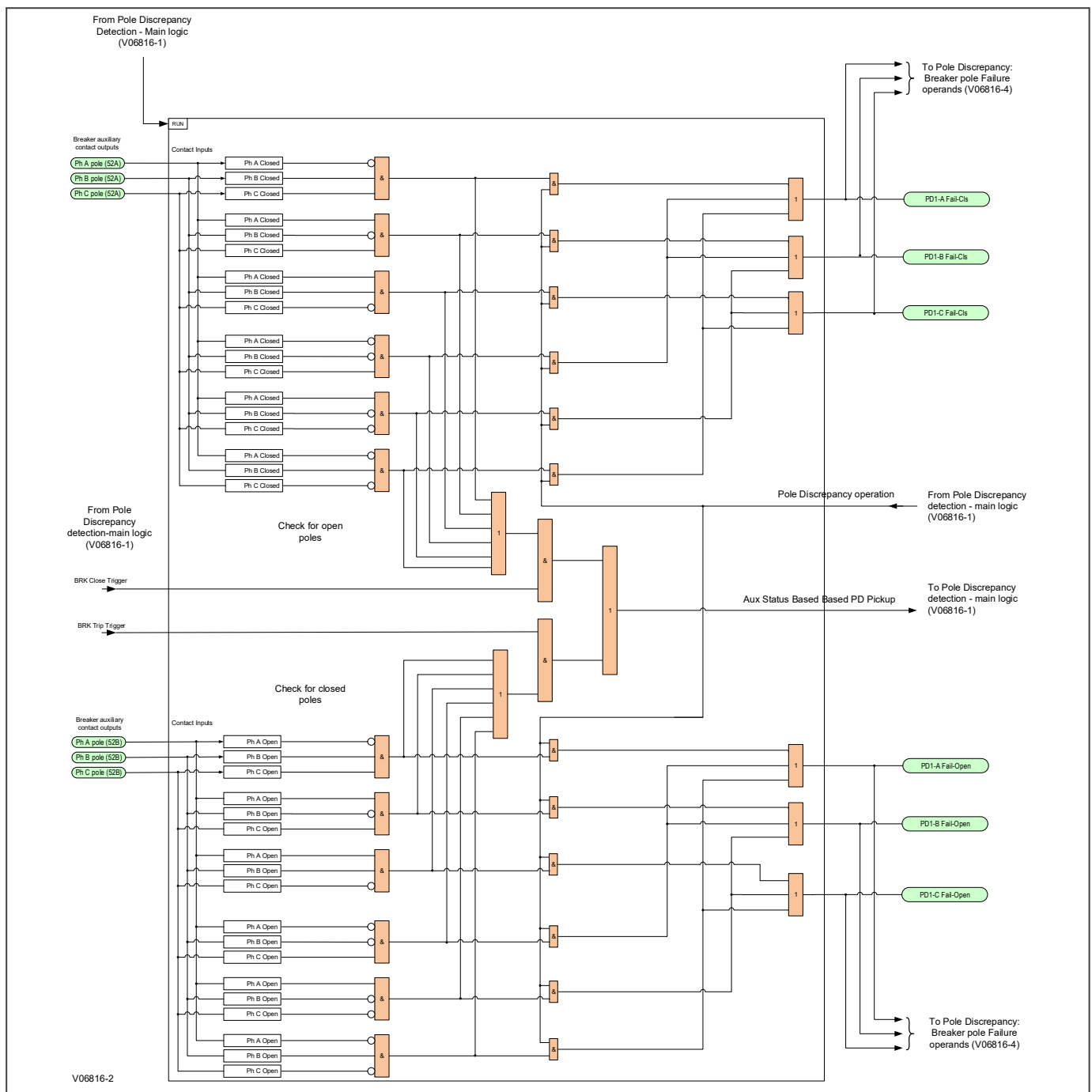


Figure 155: Logika wykrywania rozbieżności biegunów oparta na stanie zestawów pomocniczych

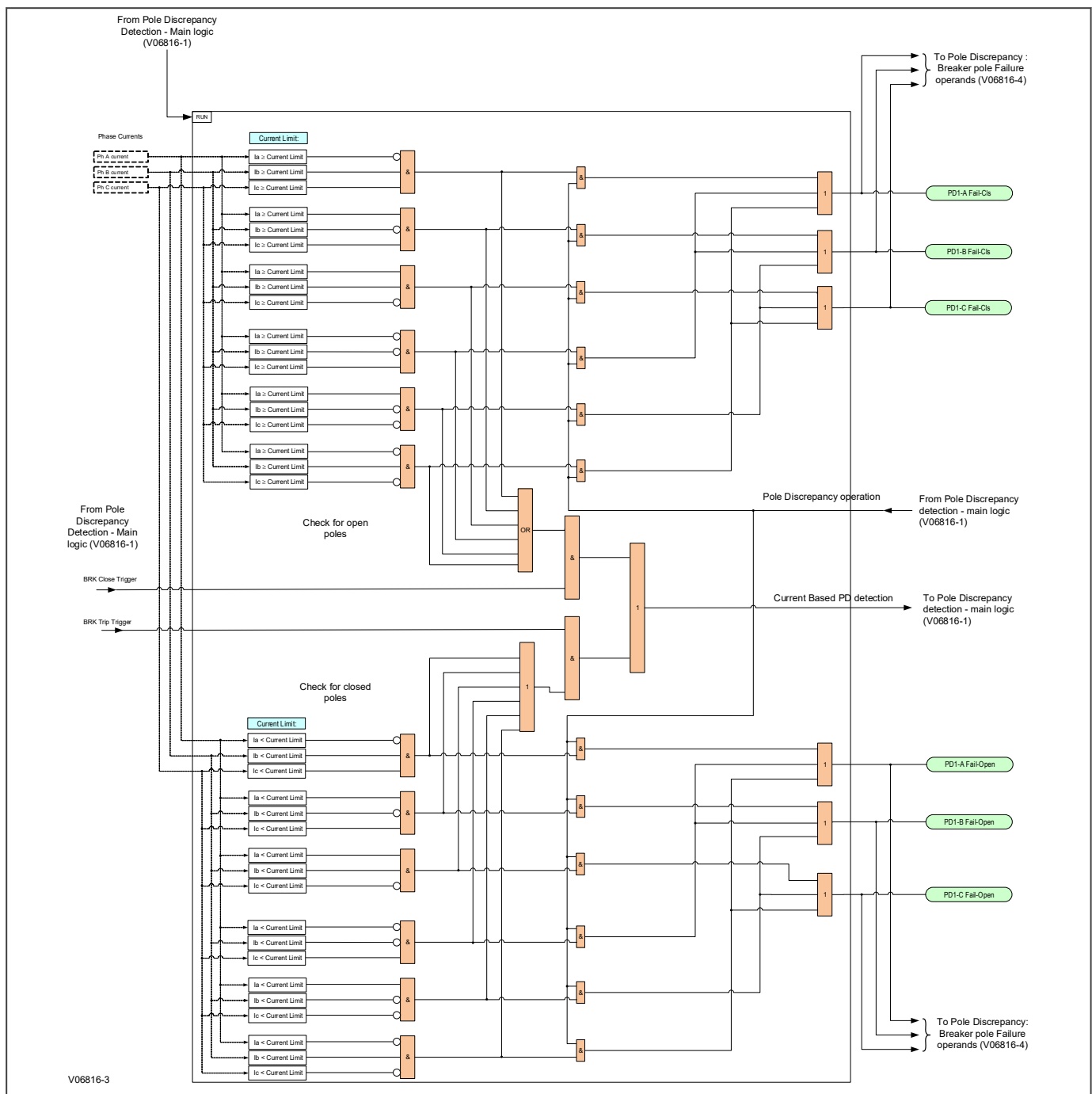


Figure 156: Logika wykrywania rozbieżności biegunów oparta na prądzie

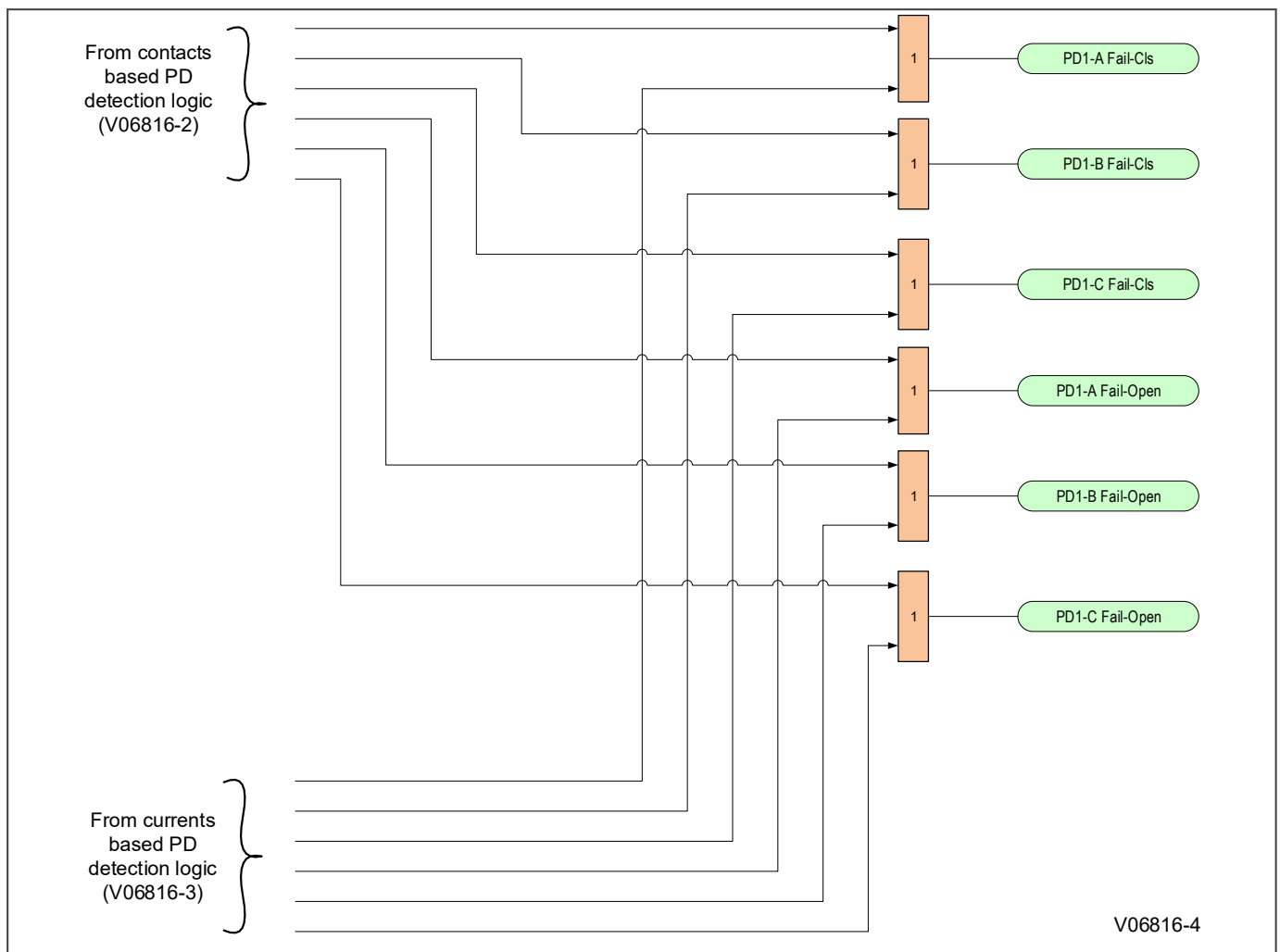


Figure 157: Rozbieżność biegunów: logika sygnału awarii bieguna wyłącznika

Uwaga:

Funkcja rozbieżności biegunów jest dostępna tylko w produktach P14D i P14N.

15.24 ZAPOTRZEBOWANIE

15.24.1 ZAPOTRZEBOWANIE NA PRĄD

Zapotrzebowanie na prąd jest mierzone na każdej fazie oraz na trzech fazach w przypadku mocy czynnej i biernej. Wartości zadane pozwalają użytkownikowi naśladować niektóre popularne techniki pomiaru zapotrzebowania na energię elektryczną w celach statystycznych lub kontrolnych.

Urządzenie IED można skonfigurować tak, aby obliczało zapotrzebowanie z zastosowanie następujących dwóch metod:

1. **Fixed Demand** (Zapotrzebowanie ustalone): oblicza średnią liniową wielkości (prąd RMS, moc czynna, moc bierna) w zaprogramowanym przedziale czasowym zapotrzebowania, rozpoczynając codziennie o godzinie 00:00:00 (tj. o północy). 1440 minut dziennie jest podzielone na liczbę bloków ustaloną przez zaprogramowany przedział czasowy. Każda nowa wartość zapotrzebowania jest dostępna na koniec każdego przedziału czasowego.
2. **Rolling Demand** (Zapotrzebowanie ruchome): oblicza średnią liniową wielkości (prąd RMS, moc czynna, moc bierna) w zaprogramowanym przedziale czasowym zapotrzebowania w taki sam sposób, jak w przypadku ustalonego przedziału czasowego. Ta wartość jest aktualizowana co minutę i wskazuje zapotrzebowanie w przedziale czasu poprzedzającym czas aktualizacji.

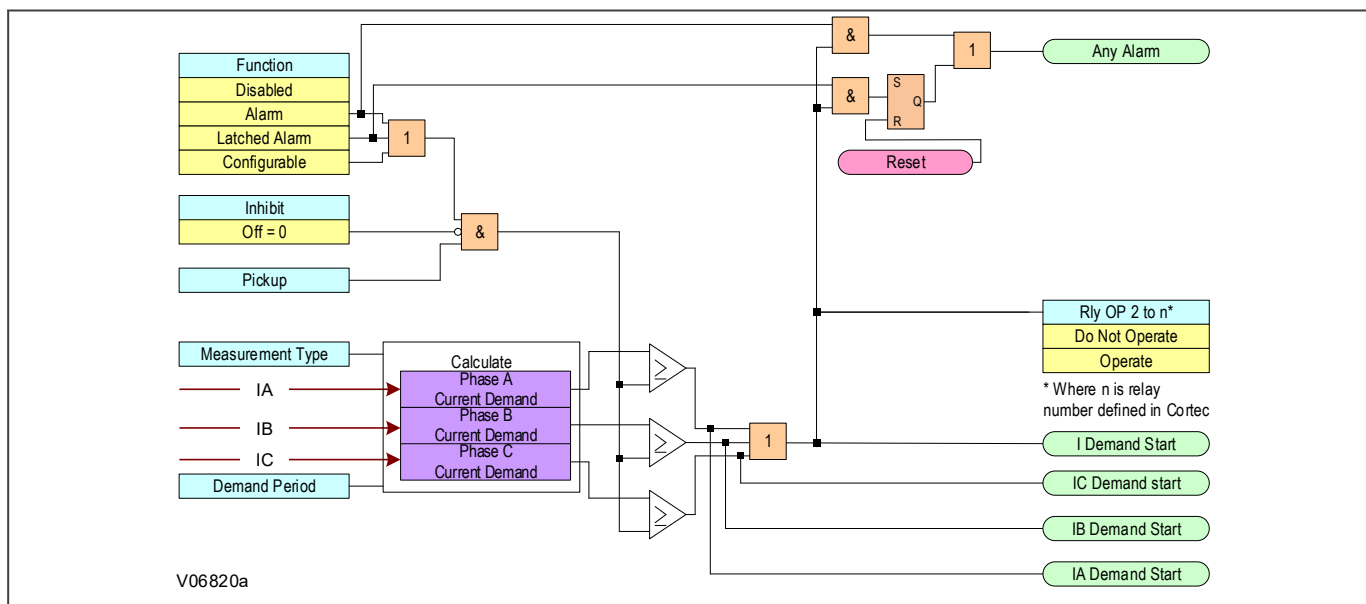


Figure 158: Logika zapotrzebowania na prąd

15.24.2 ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC CZYNNĄ

Active Demand (Zapotrzebowanie na moc czynną) jest monitorowane przez porównanie wartości wzbudzenia. Jeżeli wartość **Active Demand Pickup** (Pobudzenie zapotrzebowania na moc czynną) zostanie wyrównana lub przekroczona, urządzenie IED może zostać skonfigurowane tak, aby zgłosiło alarm lub wygenerowało sygnał na przekaźniku wyjściowym.

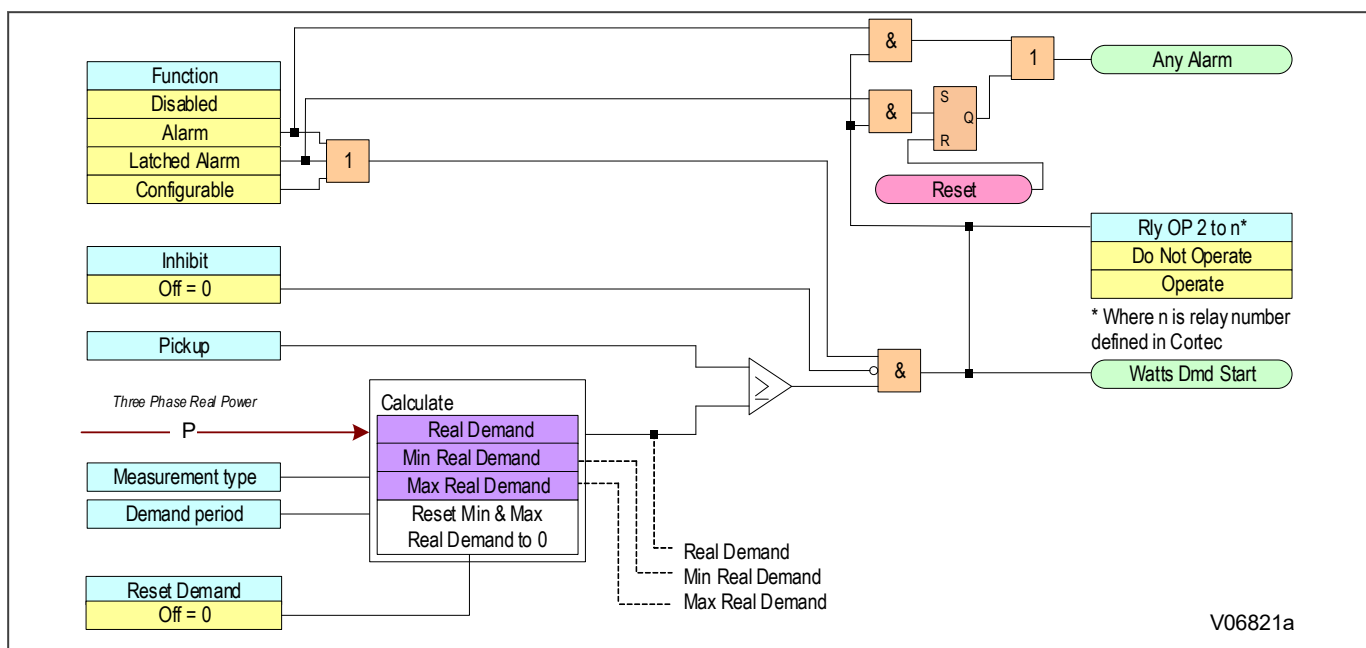


Figure 159: Logika zapotrzebowania na moc czynną

15.24.3 ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC BIERNĄ

Reactive Power Demand (Zapotrzebowanie na moc bierną) jest monitorowane przez porównanie wartości wzbudzenia. Jeżeli wartość **Reactive Power Demand Pickup** (Pobudzenie zapotrzebowania na moc bierną) zostanie wyrównana lub przekroczona, przekaźnik może zostać skonfigurowany tak, aby zgłosił alarm lub wygenerował sygnał na przekaźniku wyjściowym.

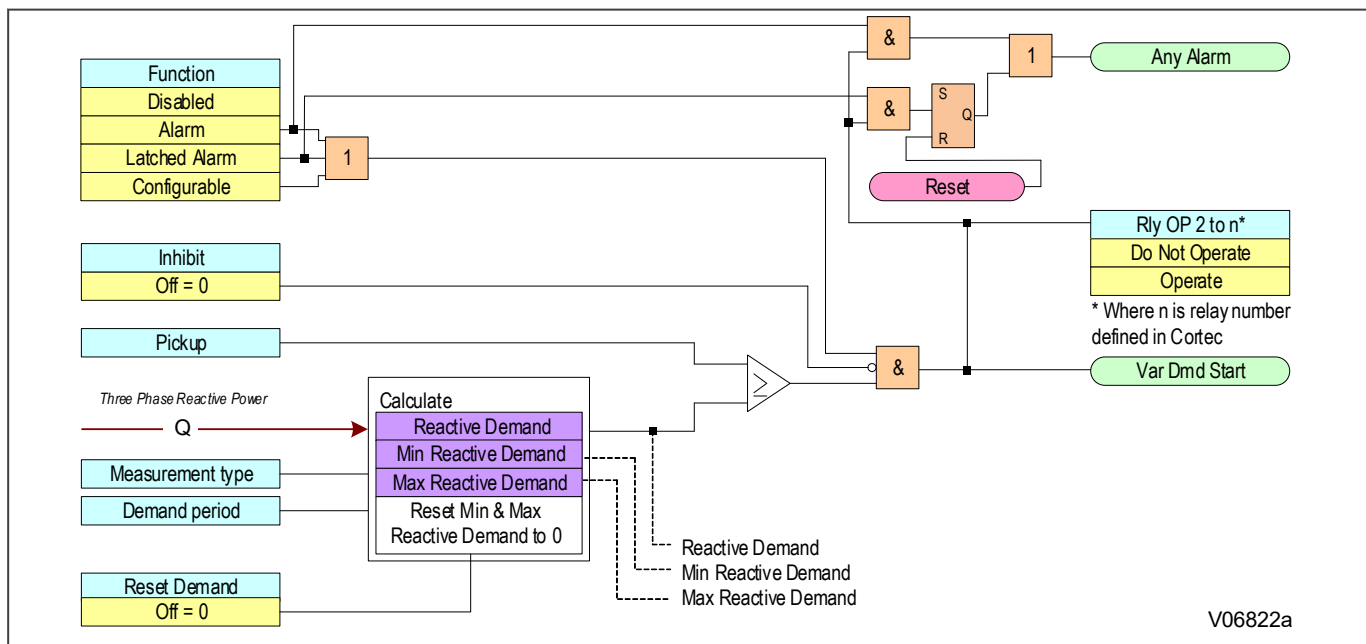


Figure 160: Logika zapotrzebowania na moc bierną

15.25 LICZNIKI CYFROWE

Urządzenie IED ma 16 identycznych liczników cyfrowych. Licznik cyfrowy zlicza liczbę przejść stanu z logiki 0 na logikę 1. Liczniki cyfrowe są ponumerowane od 1 do 16. Liczniki służą do zliczania operacji, takich jak wzbudzenia elementu, zmiany stanu zestyku zewnętrznego (np. przełącznika pomocniczego wyłącznika) lub impulsy z miernika watogodzin.

Preset ustawia wartość na wymaganą wartość zadaną, zanim rozpocznie się odliczanie. Może to być konieczne, gdy przekaźnik zastępczy ma być zainstalowany zamiast przekaźnika w eksploatacji lub podczas pracy licznika.

Compare ustawia wartość, z którą jest porównywana skumulowana wartość licznika. Dostępne są trzy operandy wyjściowe do wskazania, czy aktualna wartość jest wyższa niż ustawiona wartość (*HI*), równa niej (*EQL*) lub niższa od niej (*LO*).

Up wybiera operand zwiększający stan licznika. Jeżeli jest włączone, wejście **Up** jest odbierane, gdy zakumulowana wartość mieści się w limicie +2147483647, licznik przełącza się na -2147483648 i wyświetla alarm *Digital Counter 1 at Limit* (Licznik cyfrowy 1 przy limicie).

Down wybiera operand zmniejszający stan licznika. Jeżeli jest włączone, wejście **Down** jest odbierane, gdy zakumulowana wartość mieści się w limicie +2147483647, licznik przełącza się na -2147483648 i wyświetla alarm *Digital Counter 1 at Limit* (Licznik cyfrowy 1 przy limicie).

Set To Pre-Set wybiera operand używany do ustawienia licznika na wartość zadaną. Licznik jest ustawiony na wartość zadaną w następujących sytuacjach:

- Gdy licznik jest włączony, a operand **Digital Counter 1 Set to Pre-Set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną) ma wartość 1 (kiedy licznik jest włączony i operand **Digital Counter 1 Set to Pre-Set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną) ma wartość 0, licznik będzie ustawiony na 0).
- Gdy licznik działa i operand **Digital Counter 1 Set to Pre-Set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną) zmienia stan z 0 na 1 [**Digital Counter 1 Set to Pre-Set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną) zmieniający się z 1 na 0, gdy licznik działa, nie ma wpływu na zliczanie].
- Gdy polecenie **Reset** lub **Reset/Freeze** zostanie wysłane do licznika, a operand **Digital Counter 1 Set to Pre-Set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną) ma wartość 1 [gdy polecenie resetuj lub resetuj/zatrzymaj zostaje wysłane do licznika, a operand **Digital Counter 1 Set to Pre-Set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną) ma wartość 0, licznik zostanie ustawiony na 0].

Reset wybiera operand do ustawienia liczby: 0 lub wartość zadana w zależności od stanu operandu Counter 1 Set to Pre-set (Licznik 1 ustawiony na wartość zadaną).

Freeze/Reset wybiera operand do zatrzymania (przechwycenia) akumulującej się wartości licznika do osobnego rejestru z powiązaną datą i godziną operacji, jednocześnie resetując licznik do 0 lub wartości zadanej w zależności od stanu operandu **Counter 1 Set to Pre-set** (Licznik cyfrowy 1 ustawiony na wartość zadaną).

Freeze/Count wybiera operand do zatrzymania (przechwycenia) akumulującej się wartości licznika do osobnego rejestru z powiązaną datą i godziną operacji, kontynuując zliczanie. Aktualna wartość skumulowana i zatrzymana (przechwycona) z powiązaną sygnaturą daty/godziny są dostępne jako wartości *Status* (stanu). W przypadku przerwy w zasilaniu sterującym podczas operacji wyłączania skumulowane i zatrzymane (przechwycone) wartości są zapisywane w pamięci nieulotnej.

15.26 UTRATA KOMUNIKACJI

Urządzenie monitoruje aktywność na interfejsie przez skonfigurowany protokół dla tego interfejsu. Dla każdego protokołu ustawiony jest stan komunikacji. Jeżeli dojdzie do utraty komunikacji, włączony interfejs zgłosi zdarzenie *Loss of Comms* (Utrata komunikacji) i uruchomi zestaw przełączników wyjściowych/stanów. W ustawieniu **Interface** (Interfejs) na tym ekranie jako opcje pokazane są wyłącznie protokoły powiązane z tym interfejsem. Jeśli na przykład wybrano opcję **Ethernet**, można monitorować protokoły ethernetowe. Wybór protokołów ethernetowych jest zdefiniowany jako EthernetProtocolBitmask.

15.27 WYKRYWANIE PRZEJŚCIOWEGO ZWARCIA DOZIEMNEGO

Niektóre sieci dystrybucyjne działają całkowicie odizolowane od ziemi. Takie układy nazywane są nieziemionymi. Zaletą systemu bez uziemienia jest to, że zwarcie jednej fazy do ziemi nie powoduje przepływu prądu zwarcia doziemnego. Oznacza to, że cały system pozostaje sprawny, a zasilanie nie jest przerywane. System musi być zaprojektowany tak, aby wytrzymywał wysokie przebiecia przejściowe i w stanie ustalonym, dlatego jego zastosowanie jest generalnie ograniczone do sieci dystrybucyjnych niskiego i średniego napięcia.

W przypadku zwarcia doziemnego w nieziemionym systemie 3-fazowym napięcie zwartej fazy zostaje obniżone do potencjału ziemi. Powoduje to wzrost napięcia fazowego w pozostałych dwóch fazach, co powoduje znaczny prąd ładujący pomiędzy pojemnościami faza-ziemia. Może to spowodować wyładowanie łukowe w miejscu zwarcia. W wielu systemach wykorzystuje się cewkę Petersena w celu kompensacji, eliminując w ten sposób problem wyładowania łukowego. Takie sieci nazywane są sieciami kompensowanymi. Sieć jest uziemiona za pomocą dławika indukcyjnego, którego reaktancja jest nominalnie równa całkowitej pojemności systemu do ziemi. W tych warunkach jednofazowe zwarcie doziemne nie powoduje żadnego prądu zwarcia doziemnego w stanie ustalonym.

Wprowadzenie do układu cewki Petersena stwarza duże trudności w określeniu kierunku zwarcia. Dzieje się tak, ponieważ prąd zwartej linii jest sumą prądu indukcyjnego wprowadzonego przez cewkę Petersena i prądu pojemnościowego linii, które są względem siebie przeciwfazowe. Jeśli są one równe pod względem wielkości, prąd w zwartej linii wynosi zero. Jeśli prąd indukcyjny jest większy niż prąd pojemnościowy, kierunek prądu zwartej linii będzie się wydawał zorientowany w tym samym kierunku, co w linii sprawnej.

Standardowe techniki kierunkowania stosowane w konwencjonalnych urządzeniach zabezpieczających linie zasilające nie są odpowiednie w tym scenariuszu, dlatego potrzebujemy innej metody określenia kierunku zwarcia. Dwie powszechnie stosowane metody to metoda pierwszej półfali i metoda szczątkowej mocy czynnej.

Metoda pierwszej półfali

Początkowa fala przejściowa generowana w punkcie zwarcia przemieszcza się w kierunku szyny zbiorczej wzdłuż zwartej linii, aż dotrze do linii sprawnej. W przypadku zwarcia w kierunku do przodu składowe napięcia i prądu zwarcia o wysokiej częstotliwości są w przeciwfazie podczas pierwszej półfali, natomiast w przypadku zwarcia wstecznych są w fazie. Fakt ten można wykorzystać do określenia kierunku zwarcia. Metoda ta ma jednak następujące wady:

- Czas trwania przebiegu jest bardzo krótki, w większości przypadków nie dłuższy niż 3 ms. Z tego powodu wymaga wysokiej częstotliwości próbkowania (3000 Hz lub nawet wyższej).
- Wymaga analogowego filtra górnoprzepustowego, co stwarza konieczność korzystania ze specjalnego sprzętu.
- Jest warunkowany przez kąt początku zwarcia. Jeśli na przykład kąt początku zwarcia wynosi 0° , nie ma początkowych fal biegnących.

Metoda szczątkowej mocy czynnej

Szczątkową moc czynną, która czasami jest wykorzystywana do wykrycia wystąpienia zwarcia, można w niektórych przypadkach wykorzystać również do wykrycia kierunku zwarcia. Chociaż prądy pojemnościowe mogą być kompensowane prądem indukcyjnym generowanym przez cewkę Petersena, aktywnego (chwilowego) prądu nigdy nie da się skompensować, a jest on wciąż przeciwny do prądu linii sprawnej. Fakt ten można również wykorzystać do ukierunkowania zwarcia.

W przypadku zwarcia kierunkowego w kierunku do przodu moc czynna składowej kolejności zerowej jest stratą mocy cewki Petersena, która jest ujemna. W przypadku zwarcia wstecznego moc czynna składowej zerowej to strata mocy linii przesyłowej, która jest dodatnia. Metoda ta ma jednak następujące wady:

- Moc czynna składowej zerowej będzie bardzo mała w przypadku zwarcia wstecznego. Jego wartość zależy od strat mocy w linii przesyłowej.
- Moc czynna składowej kolejności zerowej może być zbyt mała, aby można ją było wykryć w przypadku zwarcia kierunkowego w kierunku do przodu. Jego wartość zależy od straty mocy cewki Petersena.
- Wymagane są przekładniki prądowe o wysokiej rozdzielczości.

Ze względu na małą wielkość mierzonych wartości istnieje ryzyko utraty niezawodności.

W tym produkcie nie wykorzystano powyższych technik kierunkowości. Zastosowano innowacyjną, opatentowaną technikę zwaną metodą przejściowej mocy biernej w celu określenia kierunku zwarcia doziemnego w sieci skompensowanej.

Uwaga:

Funkcja wykrywania przejściowego zwarcia doziemnego jest dostępna tylko w przypadku wyboru P14DZ1 Cortec.

15.27.1 WYKRYWANIE PRZEJŚCIOWEGO ZWARCIA DOZIEMNEGO

Detektor przejściowych zwarć doziemnych (TEF)

Ustalenie, czy w systemie występuje zwarcie doziemne, jest proste. Można to określić za pomocą prostego porównania przepięcia szczytkowego. Sygnał **TEF[X]> Start** jest generowany przez porównanie napięcia neutralnego z wartością progową napięcia określonego w ustawieniu **TEF[X] VN> Start**. Trudność polega na ustaleniu rodzaju zwarcia i jego kierunku.

Detektor przejściowych zwarć doziemnych (TEFD)

Detekcja przejściowych zwarć doziemnych (TEFD) w tym urządzeniu składa się z trzech modułów:

- Moduł detekcji przejściowych zwarć doziemnych (TEF)
- Detektor typu zwarcia (FTD)
- Detektor kierunku (DD)

Uwaga:

Funkcja detekcji przejściowego zwarcia doziemnego jest wprowadzana tylko w przypadku częstotliwości 50 Hz.

Detektor typu zwarcia (FTD)

Detektor typu zwarcia wykorzystuje technikę analizy fundamentalnej (FA) w celu ustalenia, czy zwarcie jest zwarcie przerywane czy zwarcie w stanie ustalonym. W celu wykrycia przejściowego zwarcia doziemnego detektor zlicza impulsy napięcia szczytkowego w określonym oknie czasowym. Dzięki przemyślanemu przetwarzaniu sygnału moduł detektora generuje impulsy, porównując impulsy napięcia szczytkowego z możliwym do ustawienia progiem, a następnie zlicza te impulsy. Jeśli liczba impulsów jest większa od liczby określonej w ustawieniu **FTD> Fault Count** lub jej równa w oknie czasowym określonym przez **FTD> Time Window**, zwarcie jest uznawane za przerywane i aktywowany jest operand **TEF[X]> Intermit**. Jeśli liczba impulsów jest mniejsza od tej wartości, oznacza to zakłócenie lub zwarcie trwałe. Aby to ustalić, musimy przyjrzeć się wartości skutecznej napięcia szczytkowego.

Jeśli impulsów jest mniej, niż podano, a wartość skuteczna nie spadnie poniżej ustawionej w określonym oknie czasowym, zwarcie uważa się za trwałe. W tym przypadku operand **TEF[X]> Steady** jest aktywny. Jeśli impulsów jest mniej, niż podano, a wartość skuteczna spadnie poniżej ustawienia, oznacza to, że wykryto zakłócenie, ale nie jest to zwarcie. W tym przypadku operand **TEF[X]> Steady** nie jest aktywny.

Wejścia detektora typu zwarcia (FTD) to:

- Napięcie szczytkowe
- **FTD> VN** (określa próg, który przekształca impuls napięcia szczytkowego w impuls)
- **TEF[X] FTD>TimeWin** (określa okienko czasowe – domyślnie są to 2 sekundy)
- **TEF[X] FTD>Flt Cnt** (definiuje liczbę zwarć)

FTD wysyła dwa sygnały, aby wskazać, czy zwarcie jest w stanie ustalonym (**TEF[X]> Steady**) czy przerywanym (**TEF[X]> Intermit**).

Detektor kierunku (DD)

Detektor kierunku (DD) wykorzystuje opatentowaną technikę opartą na przejściowej mocy biernej (TRP) w celu ustalenia kierunku zwarcia. W przeciwieństwie do tradycyjnych metod metoda przejściowej mocy biernej nie wymaga przekładników prądowych o wysokiej rozdzielczości ani specjalnego sprzętu do filtrowania analogowego, a zatem jest tańsza w realizacji.

Można wykazać, że istnieje możliwość wiarygodnego wykorzystania składowych napięcia szczytkowego i prądu szczytkowego jako kryteriów rozróżniających między zwartym a sprawnym polem zasilającym przy 220 Hz.

Odpowiedź wstępną sprawnego pola rozdzielczego pokazano poniżej przy użyciu modelu Pi:

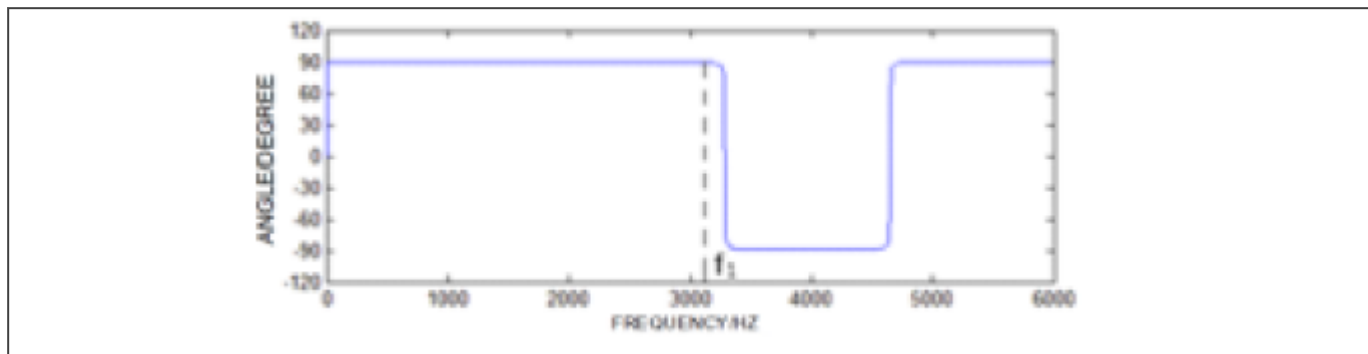


Figure 161: Odpowiedź linii sprawnej

Na powyższym rysunku odpowiedź fazowa admitancji jest stała przy 90° aż do częstotliwości f_1 (około 3000 Hz). W przypadku skompensowanej zwartej linii zasilającej odpowiedź admitancyjna jest pokazana poniżej przy użyciu modelu Pi:

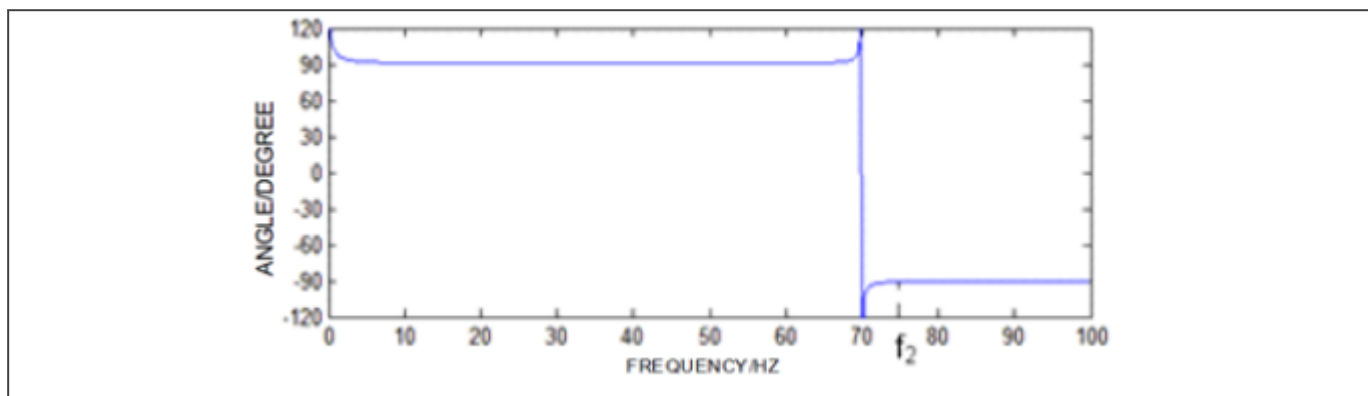


Figure 162: Odpowiedź linii zwartej

Można zaobserwować, że kąt fazowy (a co za tym idzie – również przepływ mocy biernej) zmienia się od 90° do -90° przy częstotliwościach wyższych niż f_2 . Na podstawie powyższych informacji istnieje wyraźne rozróżnienie kierunku pomiędzy sprawną i zwartą linią zasilającą przy dowolnej częstotliwości w przybliżeniu od f_2 do f_1 .

Uwaga:

Częstotliwość rezonansowa w powyższym układzie wynosi 70 Hz. W systemie doskonale skompensowanym będzie to 50 Hz.

W urządzeniach IED wykorzystano przeciwutożsamieniowy filtr pasmowo-przepustowy o częstotliwości odcięcia 150 Hz. Co więcej, przy 220 Hz wielkość sygnału za filtrem wynosi około 0,5 pu, a przy 330 Hz jest mniejsza niż 0,2 pu. Aby uniknąć harmonicznych w liczbach całkowitych i znacznie tłumionych przez filtr, wybraliśmy częstotliwość 220 Hz jako najbardziej odpowiednią częstotliwość do wyznaczania kierunku.

W kierunku do przodu napięcie szczytkowe wyprzedza prąd szczytkowy o 90° , a w kierunku wstecznym napięcie szczytkowe jest opóźnione w stosunku do prądu szczytkowego o 90° . Kryteria te można wykorzystać do ukierunkowania zwarcia.

Napięcie szczytkowe (V_{res}) po przejściu przez filtr pasmowoprzepustowy ustawiony na 220 Hz ma dodane 90° do fazy. Prąd szczytkowy (I_{res}) również jest przepuszczany przez filtr pasmowo-przepustowy 220 Hz, ale nie stosuje się przesunięcia fazowego.

Po przejściu sygnałów napięcia szczytkowego i prądu przez filtr pasmowo-przepustowy VN staje się VN' z powodu przesunięcia o 90° :

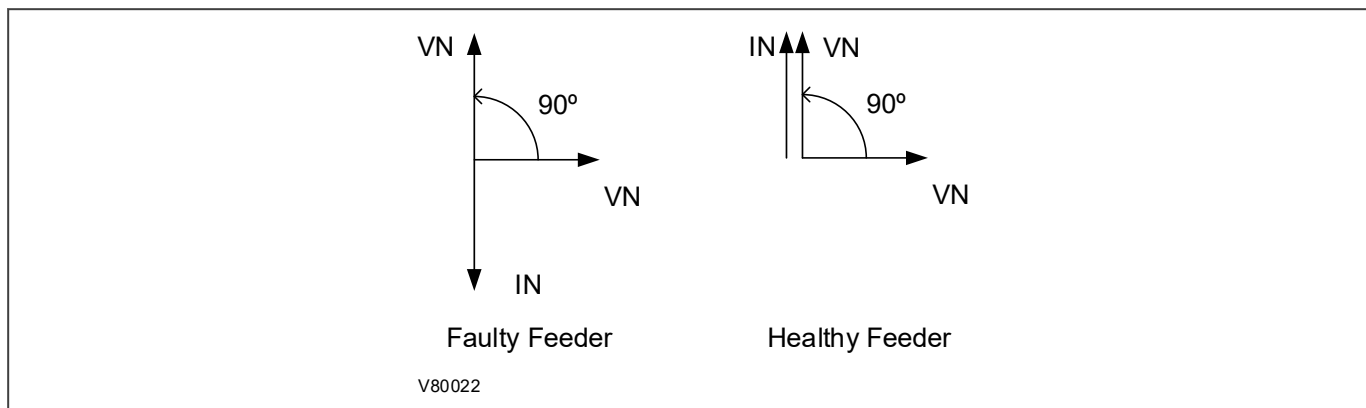


Figure 163: Zależność między VN i IN (przesunięcie fazowe VN)

Ponieważ linia działająca poprawnie jest pojemnościowa, a zwarta jest indukcyjna:

- Jeśli VN' i IN są skierowane w przeciwnym kierunku, oznacza to, że linia zasilająca jest zwarta (w przód), więc przejściowa moc bierna jest ujemna.
- Jeśli VN' i IN są w tym samym kierunku, oznacza to, że linia zasilająca działa poprawnie (kierunek wsteczny), więc przejściowa moc bierna jest dodatnia.

Progi dynamiczne

Przejściowa P i przejściowa Q są obliczane w warunkach zwarcia, aby pomóc w określeniu kierunku zwarcia.

Pomiar przejściowej mocy czynnej jest obliczany przy częstotliwości nominalnej. (P trans)

Pomiar przejściowej mocy biernej jest obliczany przy częstotliwości 220 Hz. (Q trans)

Maksymalne wartości dla przejściowej P i Q są zapisywane podczas wykrycia zwarcia oraz używane do obliczenia progów dynamicznych. Następnie przy każdym przejściu zabezpieczenia progi dynamiczne są aktualizowane jako:

próg ujemny Q = $-TEF[X] Dir > Q_f Set + 0,1 * Q_{transMax}$

próg dodatni Q = $TEF[X] Dir > Q_r Set + 0,1 * Q_{transMax}$

próg ujemny P = $-TEF[X] Dir > Q_f Set + 0,1 * P_{transMax}$

próg dodatni P = $TEF[X] Dir > Q_r Set + 0,1 * P_{transMax}$

Próg P/Q rozróżnia pomiędzy użyciem przejściowej P i przejściowej Q w algorytmie TEF. Gdy moc czynna jest wyższa niż ten próg, podczas gdy wartość przejściowej Q jest utrzymywana poniżej niego, algorytm używa przejściowej P jako wejścia działania. W przeciwnym razie zamiast niego używana jest wartość przejściowej Q.

Kolejny rysunek ilustruje wybór mocy biernej i czynnej:

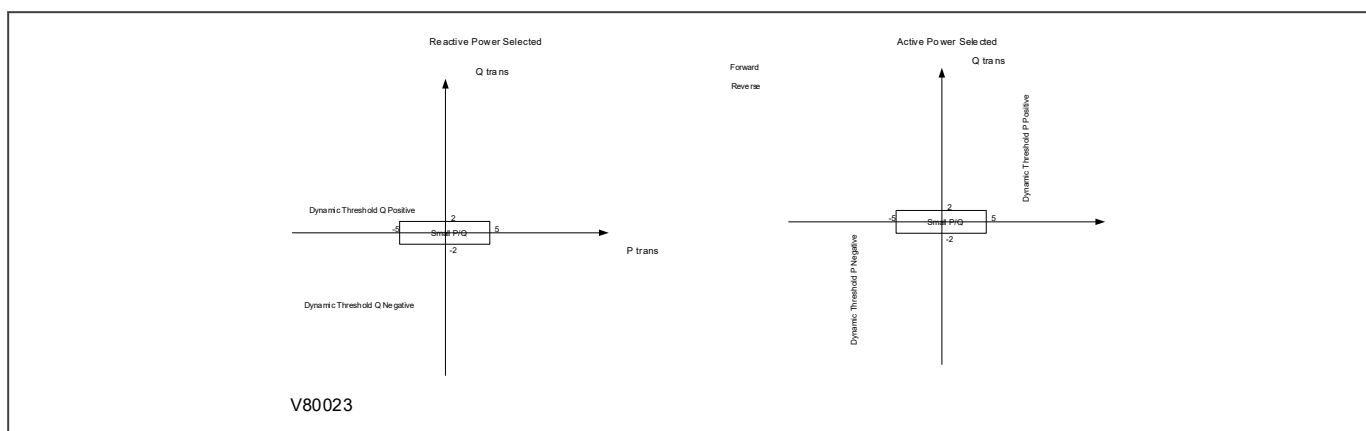


Figure 164: Wybór mocy biernej i czynnej

W przypadku większości zastosowań zalecane są następujące ustawienia domyślne:

- **TEF[X] FTD> VN** 8,000 V
- **TEF[X] Dir>Qf Set** 50,0 KW
- **TEF[X] Dir>Qr Set** 21,0 KW

Należy pamiętać, że wszystkie ustawienia funkcji TEFD, w tym te przy 220 Hz, można ustawić na podstawie nominalnych wartości wtórnych 50 Hz. Dzieje się tak, ponieważ wzmocnienie filtra stanów przejściowych 220 Hz wynosi 1.

Wejścia do tego modułu:

- Napięcie szczytkowe
- Prąd szczytkowy
- **TEF[X] FTD>VN** (definiuje próg wykrywania TEFD)
- **P/Q Threshold** (definiuje próg wyboru pomiędzy P lub Q przy wykrywaniu zwarcia)

Detektor TEFD wysyła dwa sygnały wskazujące zwarcie w przód i w tył.

Ground OC Dir (Kierunek zabezpieczenia nadprądowego doziemnego)

W tym przypadku detektor kierunku powinien być wyłączony z uwagi na system z uziemieniem bezpośrednim oraz kierunkowość określoną przez zmierzone zwarcie doziemne 1 ($IN1 > 1$). Dlatego tylko TEFD powinien włączać FTD (Detektor typu zwarcia) w celu wykrycia zwarcia przerywanego lub przejściowego.

Dostępne są również następujące operandy:

TEF[X] Inhibit: używany do blokowania funkcji TEF i resetowania wszystkich powiązanych sygnałów

Reset TEF: można go skonfigurować jako zdefiniowane przez użytkownika ręczne resetowanie alarmów

15.27.2 LOGIKA DETEKCJI PRZEJŚCIOWEGO ZWARCIA DOZIEMNEGO

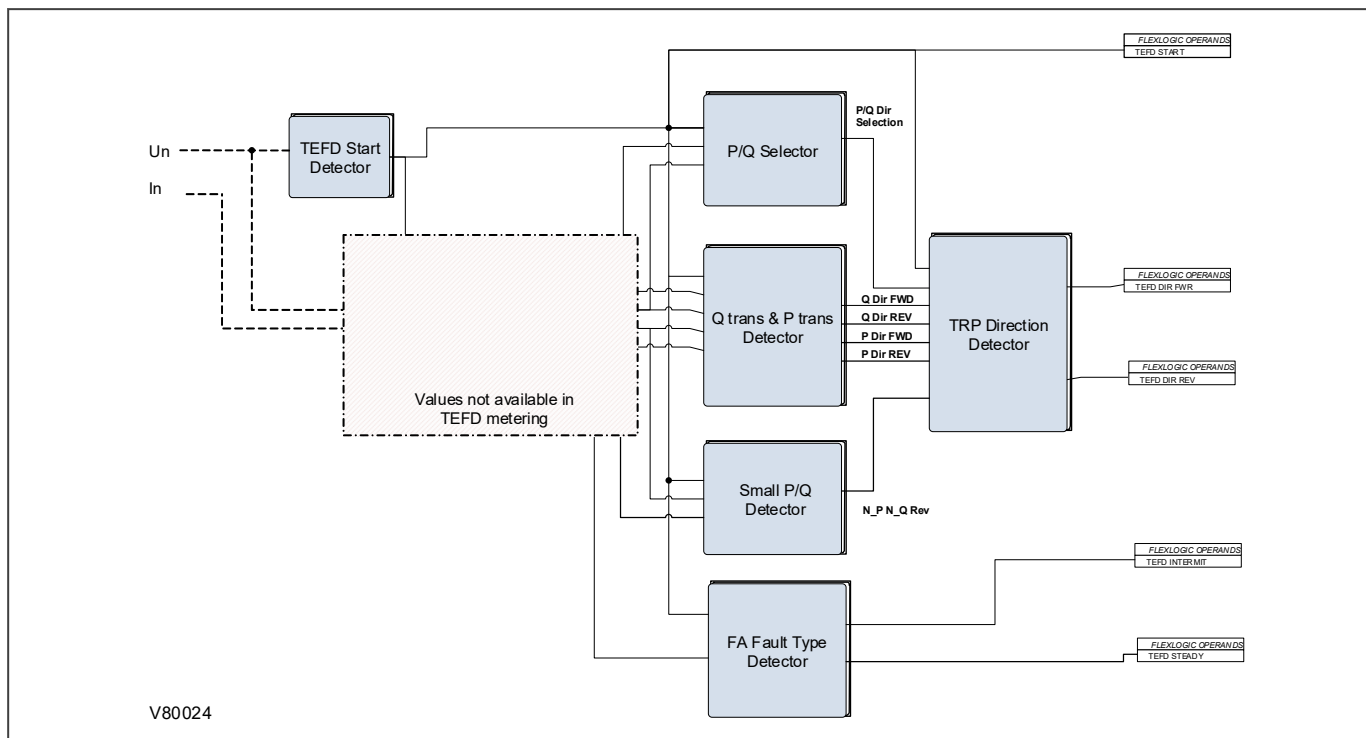


Figure 165: Uproszczony schemat TEFD

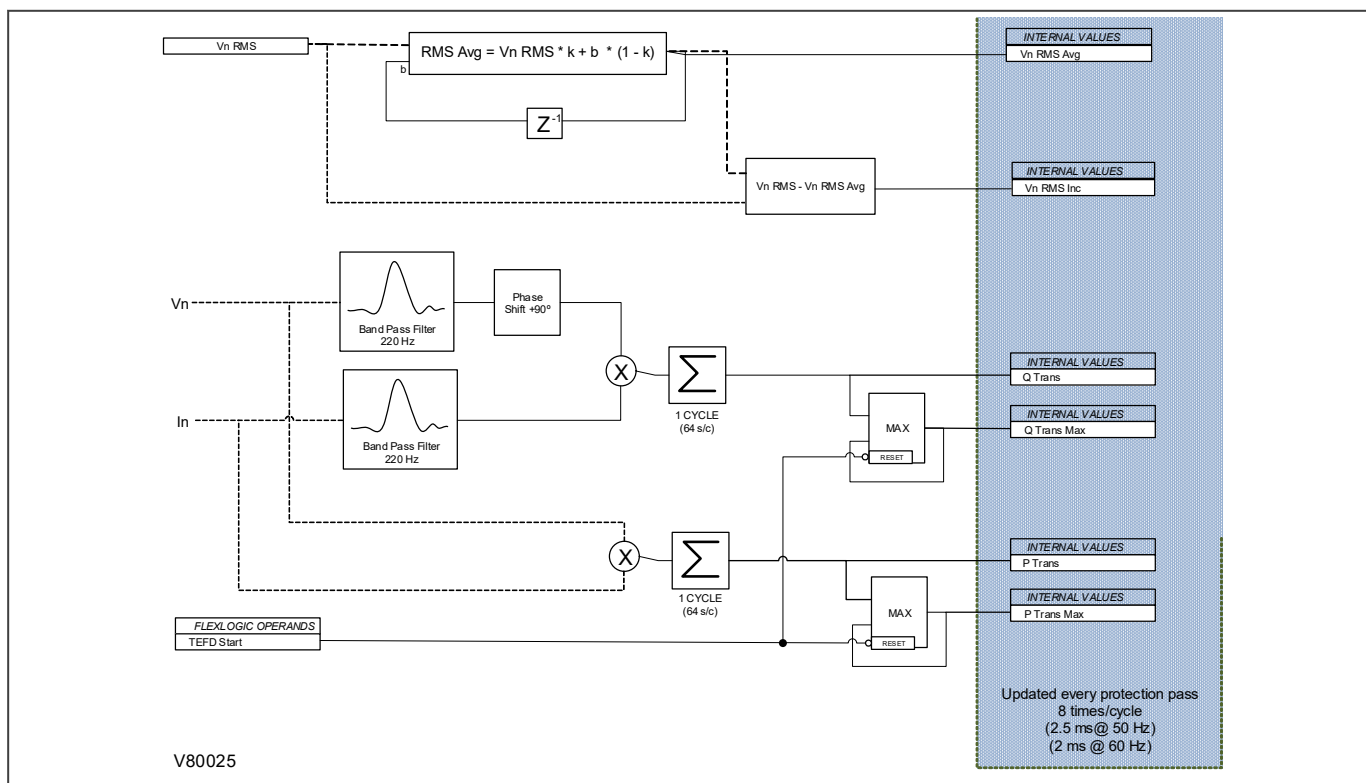


Figure 166: Schemat obliczania P Trans, Q Trans i U RMS Inc

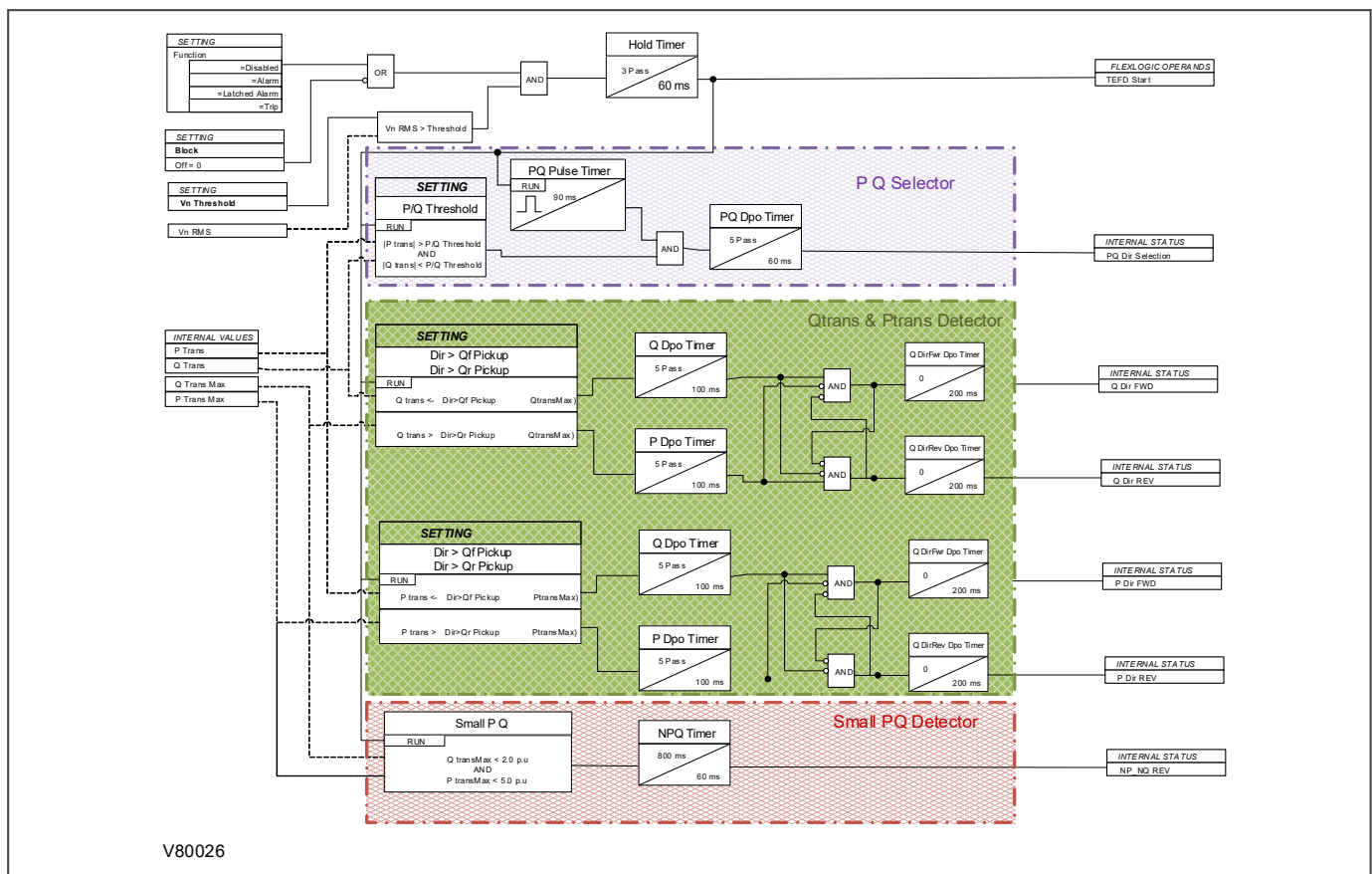


Figure 167: Start TGFD, detektor PQ, mały selektor PQ i dynamiczny Q trans i P trans

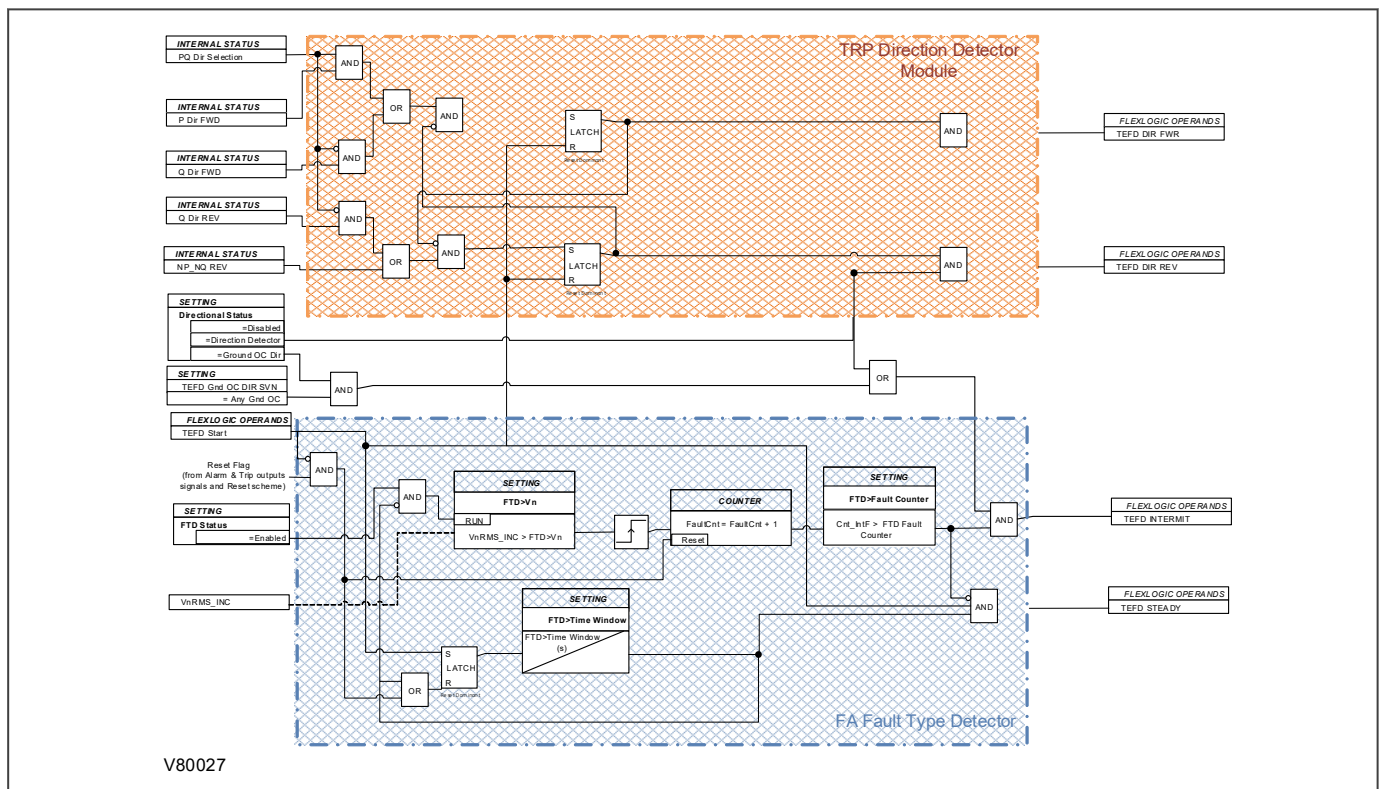


Figure 168: Moduł detektora kierunku TRP i schemat detektora typu zwarcia FA

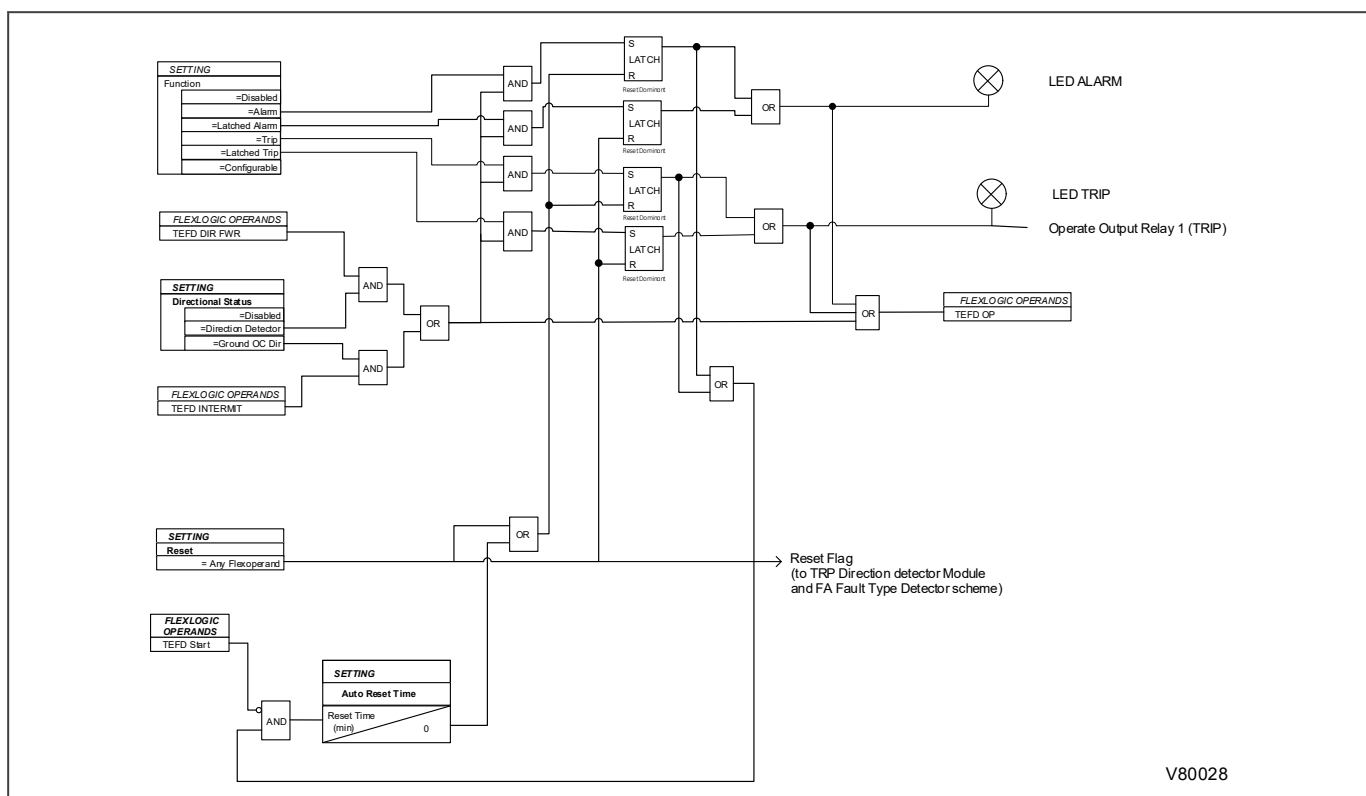


Figure 169: Alarm i sygnały wyjściowe wyzwolenia zabezpieczenia oraz schemat resetowania

15.27.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

Detekcja przejściowych zwarcí doziemnych (TEFD) w tym urządzeniu składa się z trzech modułów:

- Moduł detekcji przejściowych zwarcí doziemnych (TEF)
- Detektor typu zwarcia (FTD)
- Detektor kierunku (DD)

Uwaga:

Funkcja detekcji przejściowego zwarcia doziemnego jest wprowadzana tylko w przypadku częstotliwości 50 Hz.

15.27.3.1 DETEKCJA PRZEJŚCIOWEGO ZWARCIA DOZIEMNEGO: KONTROLA MOCY CZYNNEJ

Należy podjąć środki zapobiegawcze w przypadku, gdy przekładniki są umieszczone na krańcach układu promieniowego, gdzie składowa prądu ładowania zmniejsza się w miarę oddalania się przekładnika od źródła, a składnik aktywny pozostaje mały, ale stały. W takich przypadkach przejściowa składowa czynna prądu może być porównywalna do przejściowej składowej prądu biernego podczas kontroli kierunku przez algorytm wykrywania przejściowych zwarcí doziemnych TEFD.

Aby zapewnić poprawną kierunkowość dla wszystkich pozycji zwarcia i konfiguracji systemu (promieniowej, pierścieniowej lub siatkowej), algorytm wykrywania przejściowych zwarcí doziemnych TEFD zostanie uzupełniony o dodatkowy element – „Active Power Check” (Kontrola mocy czynnej). Schemat ten pozwala podjąć poprawną decyzję o kierunku niezależnie od poziomu szczytkowej mocy czynnej występującej w systemie w momencie wystąpienia zwarcia. Równolegle z algorytmem wykrywania przejściowych zwarcí doziemnych TEFD należy zastosować czułe kierunkowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (SDEF) z kontrolą mocy czynnej.

Połączoną logikę dla TEFD i SDEF pokazano na ilustracji poniżej. Sygnał „Forward START” (pokazany jako alarm użytkownika o zmodyfikowanej nazwie) jest generowany, gdy aktywne są sygnały TEFD FWD lub SDEF FWD.

Jednakże funkcja „Forward START” jest blokowana, jeśli sygnał SDEF REV jest kiedykolwiek aktywny. Dzięki temu czułe kierunkowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe SDEF ma priorytet, jeśli podczas zwarcia dostępna jest wystarczająca ilość szczytkowej mocy czynnej. Gdy szczytkowa moc czynna jest niska, algorytm wykrywania przejściowych zwarć doziemnych TEFD zapewnia decyzję o kierunku.

Wprowadzono dodatkowe opóźnienie 100 ms, aby opóźnić warunki startu, dzięki czemu początkowy stan przejściowy zwarcia nie wpłynie negatywnie na czułe kierunkowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe SDEF. Dodatkowy timer nie ma wpływu na logikę wykrywania przejściowych zwarć doziemnych TEFD, ponieważ jego decyzja o kierunku jest blokowana przez co najmniej 200 ms od wystąpienia zwarcia.

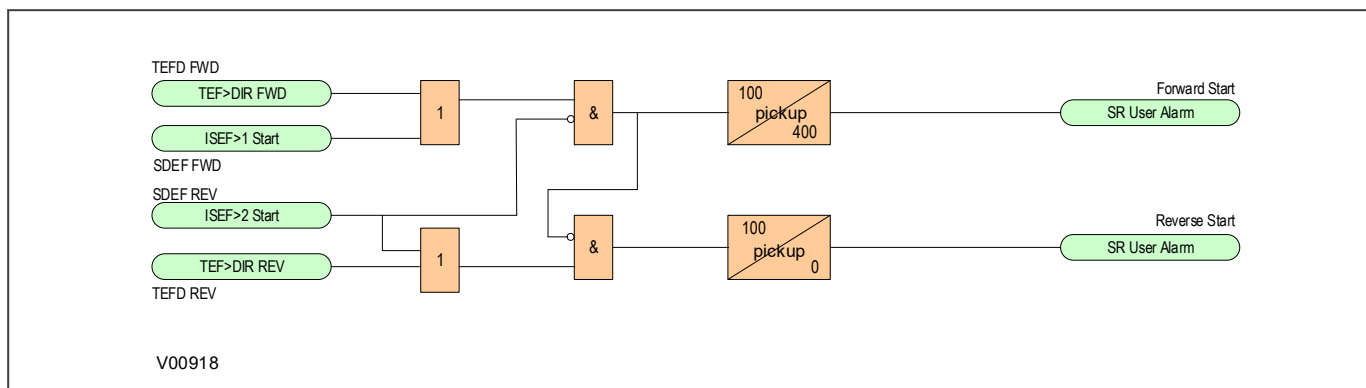


Figure 170: Połączone funkcje TEFD i SDEF uruchamiają logikę PSL

15.28 DETEKCJA ZWARCIA WYSOKOIMPEDANCYJNEGO (HIZ)

Zwarcia o wysokiej impedancji/rezystancji uziemienia w napowietrznych dystrybucyjnych liniach zasilających w sieci dystrybucyjnej charakteryzują się znacznie niższym prądem zwarcia. Jeśli wynikowy prąd zwarcia jest rzędu oczekiwanego obciążenia asymetrycznego lub mniejszy, nie można go niezawodnie wykryć/rozróżnić za pomocą typowych zabezpieczeń nadprądowych. Takie zwarcia klasyfikuje się jako zwarcia wysokoimpedancyjne (HiZ/HiF). Zwarcia HiZ/HiF nie towarzyszy nadmierny prąd, jednak niewykryte zwarcie HiZ/HiF stanowi zagrożenie dla ludzi i mienia, a także może przekształcić się w zwarcie rozwijające się o dużej skali.

Zwarcie doziemne o wysokiej impedancji występuje, gdy główny przewód nawiązuje niepożądany kontakt elektryczny z konarem drzewa, powierzchnią drogi, chodnikiem albo z innymi powierzchniami lub obiektami, które ograniczają przepływ prądu zwarcia do poziomu poniżej poziomu niezawodnie wykrywalnego przez konwencjonalne urządzenia nadprądowe.

Ogólnie rzecz biorąc, istnieją dwa aspekty zwarcia o wysokiej impedancji, które ukrywa się poniżej progu konwencjonalnego przełącznika nadprądowego: 1) niższy prąd spowodowany wysoką impedancją w obwodzie zwarcia – w tym przypadku przełącznik nie pobudzi typowego zabezpieczenia nadprądowego; 2) przejściowe/przerywane przewodzenie zwarcia, które często resetuje proces wykrywania zwarcia doziemnego przełącznika ze względu na krótki czas trwania.

15.28.1 IMPLEMENTACJA ZABEZPIECZENIA PRZED ZWARCIEM WYSOKOIMPEDANCYJNYM (HIZ/HIF)

Charakterystyczny prąd szczytkowy o wysokiej impedancji jest różny, gdy do zwarcia dochodzi po zetknięciu z powierzchniami wykonanymi z różnych materiałów (np. trawa, cement, asfalt oraz gleba itd.). Ekstrakcja informacji o HiZ/HiF oraz konstrukcja zasad rozróżnienia na podstawie różnych algorytmów i zasad jest określana tylko z wykorzystaniem pomiaru prądu neutralnego/szczytkowego. Napięcie neutralne jest używane (jeżeli jest dostępne) do obliczenia kierunku zwarcia.

Liczba elementów pomiarowych jest obliczana na podstawie prądu pierwotnego, aby uzyskać charakterystykę na różnych poziomach zwarcia, która obejmuje RMS, przyrostową/deltę RMS, energię transformacji falkowej i harmoniczne za pomocą FFT (szybkiej transformaty Fouriera). Wybór efektywności danych służy do odróżnienia przebiegu zwarcia od szumu i normalnych sytuacji, aby zapewnić odporność na wykrywanie HiZ/HiF w warunkach szumu i normalnych warunkach. Ten wybór skupia się na zniekształceniach harmonicznych określanych jako element składowej podstawowej.

Rule-1 RMS OC: wartość bezwzględna energii RMS prądu pierwotnego. Prąd wejściowy to albo zmierzony prąd czulego uziemienia, albo prąd neutralny pochodzący z prądów fazowych. W normalnych warunkach wartość tego prądu wejściowego powinna wynosić mniej niż określony próg.

Rule-2 Deviation RMS: algorytm losowości oparty na di/dt , gdy występuje przerywane zwarcie łukowe. Obserwowana jest ciągła fluktuacja, która może być odzwierciedlona w wartości RMS di/dt .

Rule-3 Delta Energy: inny algorytm losowości oparty na zmienności średniej wartości energii prądu. Podobny do reguły 2.

Rule-4 Relative Wav Rand: oparta na transformacji falkowej. Obliczana jest energia w skali 1, na podstawie której został opracowany algorytm losowości względnej.

Rule-5 Harm Ph Angle: na podstawie różnicy faz pomiędzy trzecią harmoniczną i prądem składowej podstawowej przy przejściu przez zero prądu składowej podstawowej.

Rule-6 Harm AND Energy: połączenie harmonicznej i współczynnika transformacji falkowej, które może odróżnić większość zwarć od szumu i normalnej pracy.

Na podstawie kryteriów wyboru reguły wyjście wybranych komponentów zaprojektowanych na podstawie powyższych reguł jest połączone z bramką „OR”, aby wytworzyć wyjście szczytkowego wyjścia HiZ/HiF, które jest nadzorowane przez logikę kierunkową.

Funkcja zabezpieczenia przed zwarcim wysokoimpedancyjnym może być nadzorowana przez specjalną logikę kierunkową (DIR). Jest to szczególnie przydatne, gdy system jest uziemiony za pomocą rezystora o większej pojemności rozproszonej. Stan przejściowy generowany przez zwarcie może być rozłożony wzdłuż wszystkich linii ze względu na dużą rozproszoną pojemność wzdłuż linii działającej poprawnie i zwartej. Dlatego potrzebny jest element kierunkowy do zwiększenia wydajności HiZ/HiF. DIR składa się z dwóch kroków: 1) chwilowego obliczania mocy; 2) danych wyjściowych wyników kierunku oraz ustawienie progu.

15.28.2 OPIS USTAWIEŃ I REGUŁ WYSOKIEJ IMPEDANCJI (HiZ/HiF)

Ustawienia funkcji zabezpieczenia przed zwarcim wysokoimpedancyjnym znajdują się w ścieżce **SETPOINTS MONITORINGHIGH IMPEDANCE**.

Niektóre z ustawień opisanych poniżej to ustawienia ogólne funkcji, inne zaś są przeznaczone do określonej opcji reguły. Ustawienia te są następujące:

Signal Input (Wejście sygnału)

To ustawienie umożliwia wybór prądu używanego do detekcji HiZ/HiF, neutralnego z faz lub mierzonego z opcji SEF. Do wyboru są ustawienia *Calculated IN*, *Measured IG*, gdzie *Measured IG* oznacza prąd czułego uziemienia ISEF.

Uwaga:

Ustawienia wyboru reguły:

Można wybrać dowolną regułę lub wszystkie (Rule-1 RMS OC, Rule-2 Deviation RMS, Rule-3 Delta Energy, Rule-4 Relative Wav Rand, Rule-5 Harm Ph Angle, Rule-6 Harm AND Energy) do zastosowania przy detekcji HiZ/HiF. Użytkownik może wybrać wszystkie reguły, aby uzyskać najbardziej niezawodne dane wyjściowe. Jeśli dane testowe są dostępne, można wybrać odpowiednią regułę na podstawie wyników testu odtwarzania poszczególnych danych wyjściowych reguły.

USTAWIENIA REGUŁY 1 RMS PRĄDU PIERWOTNEGO

RMS PRĄDU PIERWOTNEGO

To ustawienie wybiera użycie reguły 1 RMS PRĄDU PIERWOTNEGO do obliczeń algorytmu wysokiej impedancji. Jeżeli ustawiono opcję *On* (Wł.), wartość bezwzględna wartości RMS prądu pierwotnego powinna być niższa niż wartość ustawienia **I Supv Thresh**. Wartość wyższa niż to ustawienie spowoduje ustawienie działania tej reguły na prawdę. Jeżeli ustawiono opcję *Off* (Wył.), reguła nie będzie mieć zastosowania przy detekcji HiZ/HiF.

I Supv Thresh

To ustawienie ustawia próg pobudzenia dla **Rule-1 RMS OC** (reguły 1 RMS prądu pierwotnego) do obliczeń wysokiej impedancji.

USTAWIENIA REGUŁY 2 ODCHYLENIE RMS

Deviation RMS

To ustawienie powoduje wybór reguły **Rule-2 Deviation RMS** do obliczeń algorytmu wysokiej impedancji. Jeżeli ustawiono opcję *On* (Wł.), algorytm losowości oparty na di/dt użyje wartości RMS di/dt do rozróżnienia, czy występuje przejściowe zwarcie łukowe. Jeżeli ustawiono opcję *Off* (Wył.), reguła nie będzie mieć zastosowania przy detekcji HiZ/HiF.

USTAWIENIA REGUŁY 3 ZMIANA ENERGII

Delta Energy

To ustawienie powoduje wybranie reguły Rule-3 Delta Energy do obliczeń algorytmu wysokiej impedancji. Jeżeli ustawiono opcję *On* (Wł.), zostanie użyty algorytm losowości oparty na zmienności średniej wartości energii prądu. Podobnie jak w regule 2, jeśli wybrano opcję *Off* (Wył.), ta reguła nie będzie miała zastosowania przy detekcji HiZ/HiF.

USTAWIENIA REGUŁY 4 WZGLĘDNA LOSOWOŚĆ FALKI

Relative Wav Rand

To ustawienie powoduje wybranie reguły **Rule-4 Relative Wav Rand** do obliczeń algorytmu wysokiej impedancji. Jeżeli jest ustawiona na *On* (Wł.), zostanie zastosowany algorytm względnej losowości oparty na transformacji falki, zgodnie z energią falki skali 1 (WT11). Jeżeli ustawiono opcję *Off* (Wył.), reguła nie będzie mieć zastosowania przy detekcji HiZ/HiF.

USTAWIENIA REGUŁY 5 KĄT FAZOWY HARMONICZNEJ

Harm Ph Angle

To ustawienie powoduje wybranie reguły **Rule-5 Harm Ph Angle** do obliczeń algorytmu wysokiej impedancji. Jeżeli jest ustawiona na *On* (Wł.), zostanie użyta różnica faz między trzecią harmoniczną a prądem składowej podstawowej przy przejściu prądu składowej podstawowej przez zero. Jeżeli ustawiono opcję *Off* (Wył.), reguła nie będzie mieć zastosowania przy detekcji HiZ/HiF.

3PHA Fund Thresh

To ustawienie definiuje próg wartości składowej podstawowej, która aktywuje regułę 5: kąt fazowy trzeciej harmonicznego przy przejściu przez zero.

3PHA 3rdH Thresh

To ustawienie definiuje stosunek progu wartości granicznej trzeciej harmonicznego do składowej podstawowej dla reguły 5: kąt fazowy trzeciej harmonicznego przy przejściu przez zero.

3PHA DelAng 180+X

To ustawienie określa dolny limit kąta fazowego pomiędzy trzecią harmoniczną a składową podstawową.

3PHA DelAng 180-X

To ustawienie ustawia górny limit kąta fazowego pomiędzy trzecią harmoniczną a składową podstawową.

Poniższy rysunek przedstawia strefę wyzwolenia zgodnie z regułą 5, oznaczoną kolorem szarym, na podstawie ustawień:

3PHA DelAng 180+X (HarmAng Del Ang 180+X)

3PHA DelAng 180-X (HarmAng Del Ang 180-X)

PhDiff 3rd -1st reprezentuje różnicę kątów pomiędzy trzecią harmoniczną i składową podstawową. Wartość rzeczywista $H3/H1$ Phase, która dostarcza ten pomiar, znajduje się w ścieżce **MEASUREMENTSHiZ**. Zakres kątów obejmuje wartości od 0 do 360° w kierunku przeciwnym do ruchu wskazówek zegara.

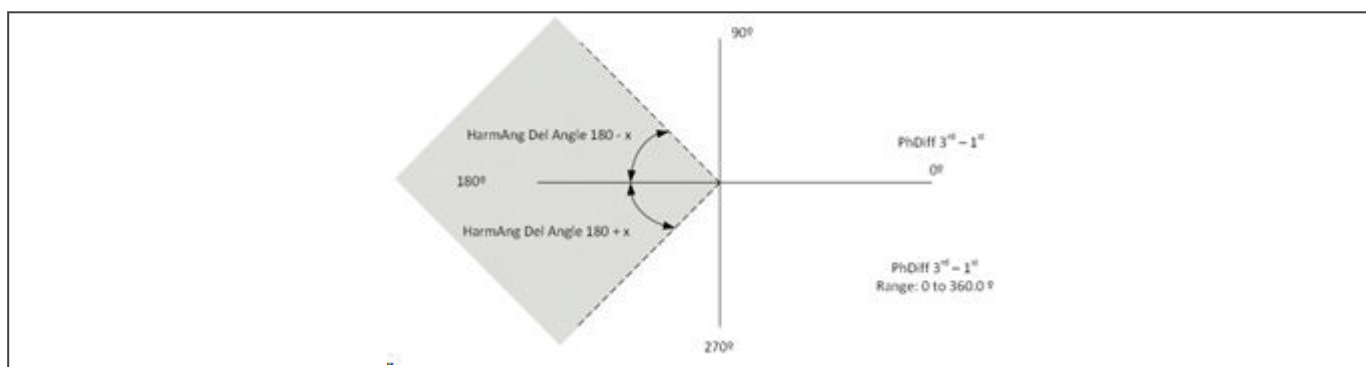


Figure 171: Różnica kątów pomiędzy trzecią harmoniczną i składową podstawową

USTAWIENIA REGUŁY 6 HARMONICZNA I ENERGIA

Harm AND Energy

To ustawienie powoduje wybór reguły **Rule-6 Harm AND Energy** do obliczeń algorytmu wysokiej impedancji. Jeżeli wybrano opcję *On* (Wł.), połączenie harmonicznej i współczynnika transformacji falki zostanie użyte do rozróżnienia zwarcia od szumu i normalnej pracy. Jeżeli ustawiono opcję *Off* (Wył.), reguła nie będzie mieć zastosowania przy detekcji HiZ/HiF

Uwaga:

Na podstawie kryteriów wyboru reguły wszystkie wyjścia wybranych komponentów zaprojektowanych na podstawie powyższych reguł są połączone z bramką „OR”, aby wygenerować wyjście HiZ/HiF, które może być nadzorowane przez funkcję kierunkową wbudowaną w element HiZ/HiF.

USTAWIENIA WSPÓLNE DLA WSZYSTKICH REGUŁ

Time Delay

To ustawienie ustawia czas potrzebny do stwierdzenia wystąpienia zdarzenia wysokiej impedancji.

tReset

To ustawienie określa czas potrzebny do zresetowania zdarzenia wysokiej impedancji.

Inhibit

To ustawienie pozwala na wybór operandu Flexlogic, który po aktywacji zablokuje element HiZ/HiF.

USTAWIENIA KIERUNKOWE DLA WSZYSTKICH REGUŁ

Uwaga:

Obliczenie kierunkowości dotyczy wyłącznie modeli P14D.

DIR Function (Funkcja DIR)

To ustawienie umożliwia nadzorowanie kierunkowe obliczeń zasad wysokiej impedancji.

P/Q Mode (Tryb P/Q)

To ustawienie zapewnia dwa tryby działania: *Active P* (Czynne P) lub *Reactive Q* (Bierne Q) do wykrywania kierunkowej wysokiej impedancji.

Forward Thres

To ustawienie ustawia wartość progową pobudzenia mocy elementu przy wyborze trybu *Active P* (Czynne P) w ustawieniu **P/Q Mode** (Tryb P/Q).

Reverse Thres (Próg w kierunku do tyłu)

To ustawienie ustawia wartość progową pobudzenia mocy elementu przy wyborze trybu *Reactive P* (Bierne P) w ustawieniu **P/Q Mode** (tryb P/Q).

Dir Auto Thres (Kierunkowy próg automatyczny)

To ustawienie włącza/wyłącza adaptacyjny próg mocy (dynamiczny próg mocy). Po włączeniu ten dynamiczny próg dostosowuje się do warunków amplitudy/mocy: oznacza to, że gdy obliczenia kierunkowe są wyzwalane w celu rozpoczęcia (flaga startowa), ten dynamiczny próg dodaje 0,1 maksymalnej mocy chwilowej do ustalonego progu (próg P lub Q) określonego w ustawieniu.

Obliczenia kierunku z wykorzystaniem **dynamicznego progu mocy** są wyzwalane, gdy ustawienie **Dir Auto Thres** (Kierunkowy próg automatyczny) ma wartość *Enabled* (Wł.) oraz gdy operand skonfigurowany w ustawieniu **SEF Start** (start SEF) jest aktywny albo gdy wartość napięcia szczytkowego zmierzonego przez urządzenie jest większa niż wartość określona w ustawieniu **Vres> Thres** (Próg napięcia szczytkowego). Jeżeli te warunki nie zostaną spełnione, obliczenia kierunkowe zostaną dokonane przy użyciu **ustalonych progów mocy**.

Progiem dynamicznym będzie $P + 0,1 \cdot P_{\max}$ lub $Q + 0,1 \cdot Q_{\max}$, w zależności od wyboru ustawienia **P/Q Mode** (Tryb p/Q).

Ustalone progi mocy są określone dla P i Q w ustawieniu **Forward Thres** (Próg w kierunku do przodu) dla mocy czynnej (P) oraz **Reverse Thres** (Próg w kierunku do tyłu) dla mocy biernej (Q).

Gdy moc chwilowa (P lub Q) jest zbyt mała i nie można ustalić kierunku, kierunek jest ustawiany na wsteczny, gdy wyzwolono start obliczeń kierunkowych (flaga start).

Uwaga:

Zaleca się, aby próg dynamiczny był używany z wykrywaniem kierunku mocy chwilowej biernej.

Przykładowe obliczenia dynamicznego progu mocy:

Przykład pokazano na rysunku poniżej, gdzie ustalony próg Q wynosi „1”. Kiedy rozpoczynają się obliczenia kierunkowe (START), chwilowa moc pierwszego przejściowego skoku wynosi „2”, a następnie próg Q jest ustawiany na „1”, moc drugiego skoku wynosi „6”, po czym próg Q jest zmieniany na ustalony $Q + 0,1 \cdot Q_{\max}$, a 1,2 to nowy próg Q.

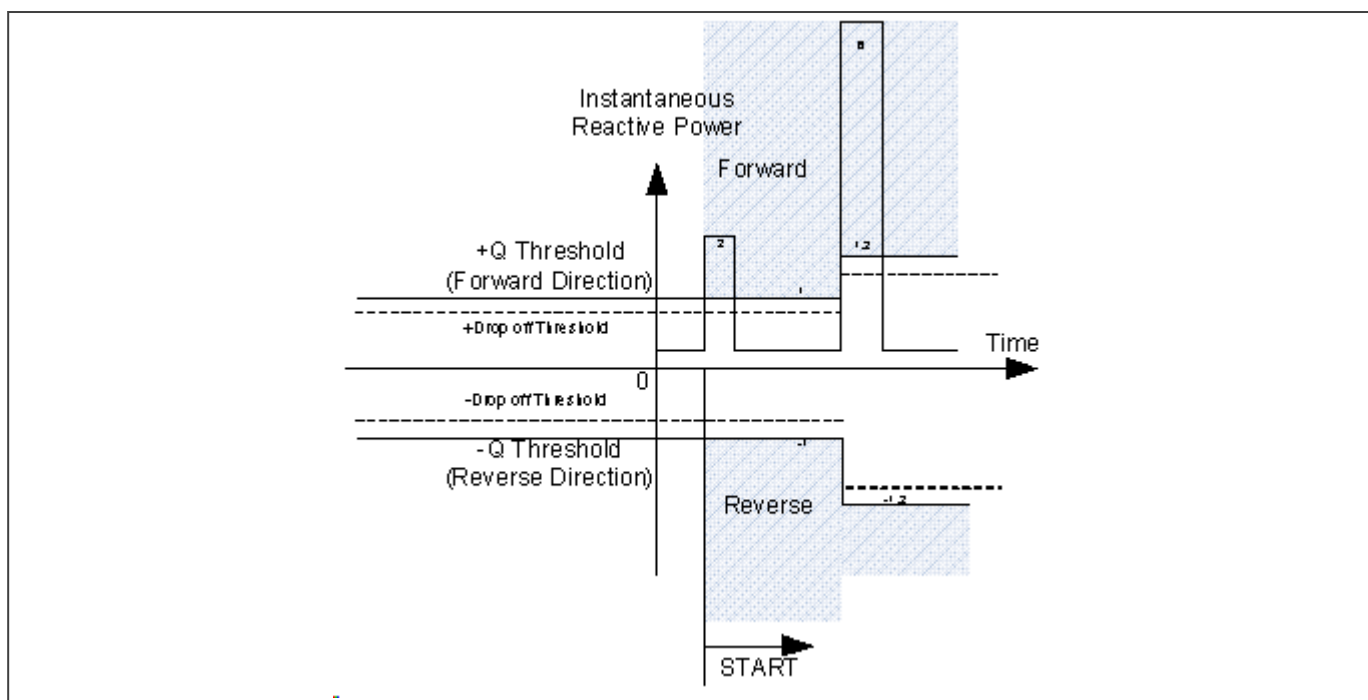


Figure 172: Próg dynamiczny do detekcji kierunku

SEF Start

To ustawienie umożliwia wybór operandu FlexLogic do rozpoczęcia obliczeń kierunkowych z użyciem progu dynamicznego.

Vres> Thres

To ustawienie definiuje wartość pobudzenia napięcia szczytkowego do rozpoczęcia obliczeń kierunkowych za pomocą progu dynamicznego.

Funkcjonalność zapewniona przez napięcie szczytkowe nie będzie dostępna w systemach uziemionych bezpośrednio, ponieważ w systemach z uziemieniem bezpośrednim nie występuje przepięcie szczytkowe.

Dir Supv

To ustawienie określa kierunek (do przodu lub w tył) elementu HiZ/HiF.

Uwaga:

Funkcja kierunkowa jest wbudowana w element HiZ/HiF. Do wyliczenia kierunku ustawienie **DIR Function** powinno być włączone, a **Dir Supv** powinno być skonfigurowane pod kątem kierunku do przodu lub w tył. Jeżeli ustawienie **Dir Function** ma wartość Disabled (Wył.) albo ustawienie **Dir Supv** ma wartość Non-Directional (Niekierunkowa), nadzór kierunkowy nie będzie miał zastosowania do elementu HiZ/HiF.

Dir Inhibit

To ustawienie pozwala na wybór operandu FlexLogic, który po aktywacji zablokuje nadzór kierunkowy elementu HiZ/HiF.

15.28.3 LOGIKA ZABEZPIECZENIA PRZED ZWARCIEM WYSOKOIMPEDANCYJNYM (HIZ/HIF)

Poniższy ogólny funkcjonalny schemat logiczny zawiera szczegółowe informacje na temat definicji i projektu aplikacji do detekcji zwarcia wysokoimpedancyjnego. Schemat blokowy ilustruje ogólne aspekty logiki metod detekcji HiZ/HiF, sygnały wejściowe i wyjściowe, przepływ logiczny powiązanych funkcji.

W przypadku bazowania na prądzie neutralnym/szczałtkowym (HiZ IN) detekcja HiZ prądu neutralnego/szczałtkowego korzysta z 6 reguł, takich jak:

- RMS prądu pierwotnego (reguła 1)
- Odchylenie RMS (reguła 2)
- Zmiana energii (reguła 3)
- Względna losowość energii falki (reguła 4) Kąt fazowy harmonicznej (reguła 5)
- Kąt fazowy harmonicznej ORAZ energia falki (reguła 6)

Metoda neutralna/szczałtkowa wykorzystuje IN (IN2 obliczone na podstawie faz) lub ISEF (zmierzona wartość czułego uziemienia) i (jeżeli jest dostępne) VN obliczone na podstawie faz do nadzoru kierunkowego.

Typowy odstęp czasu detekcji neutralnej/szczałtkowej jest adaptacyjny w zakresie od 2 do kilku cykli.



15.29 TRIP BUS

Urządzenia IED Multilin Agile zapewniają sześć identycznych elementów Trip Bus (Szyna wyzwalań). Element Trip Bus (Szyna wyzwalań) umożliwia agregację wyjść elementów zabezpieczających, monitorujących i sterujących, wejść itd. bez potrzeby korzystania z edytora równań FlexLogic do ich przypisania. W prosty i skuteczny sposób można bezpośrednio mapować każdy sygnał do dowolnego z 16 sygnałów wejściowych dostępnych dla każdego elementu Trip Bus (Szyna wyzwalań). Każda szyna wyzwalań może być przypisana do wyzwolenia, alarmu lub innych czynności logicznych. Dostępne jest proste warunkowanie wyzwolenia, takie jak zablokowanie, opóźnienie i opóźnienie pieczętowane.

15.29.1 IMPLEMENTACJA SZYNY WYZWALANIA

Ustawienia funkcji sterowania **Trip Bus** znajdują się w ścieżce **SETPOINTS\CONTROL\TRIP BUS**. Dostępnych jest sześć elementów **Trip Bus** (Szyna wyzwalań) z szesnastoma wejściami sygnału dla każdego elementu **Trip Bus**.

Ustawienia te są następujące:

Wejścia od 1 do 16

Te ustawienia (od **Input 1** do **Input 16**) wybierają operand FlexLogic, który zostanie przypisany jako wejście do **Trip Bus** (Szyna wyzwalań).

Latching (Blokowanie)

To ustawienie *włącza* lub *wyłącza* blokowanie wyjścia **Trip Bus**. Typowo używa się go, gdy wymagana jest blokada, albo zatwierdzenie przez użytkownika odpowiedzi przekaźnika.

KASUJ

Wyjście **Trip Bus** jest resetowane, gdy operand przypisany do tego ustawienia zostanie aktywowany.

Pickup Delay (Opóźnienie pobudzenia)

To ustawienie zapewnia określony czas opóźnienia pobudzenia (zwłokę czasową) dla działania **Trip Bus**. Działanie natychmiastowe wybiera się, ustawiając zwłokę czasową wzbudzenia na 0,000 s.

Dropout Delay (Opóźnienie zwolnienia)

To ustawienie daje określone czasowo opóźnienie zwolnienia (tRESET). Reset chwilowy daje ustawienie zwłoki czasowej zwolnienia o wartości 0,000 s.

Inhibit

Element **Trip Bus** zostanie zablokowany, gdy wybrany operand zostanie aktywowany.

Uwaga:

*Operand **Any Trip** (Dowolne wyzwolenie) nie może być zaprogramowany jako wejście funkcji **Trip Bus** (Szyna wyzwalań).*

15.29.2 LOGIKA SZYNY WYZWALANIA

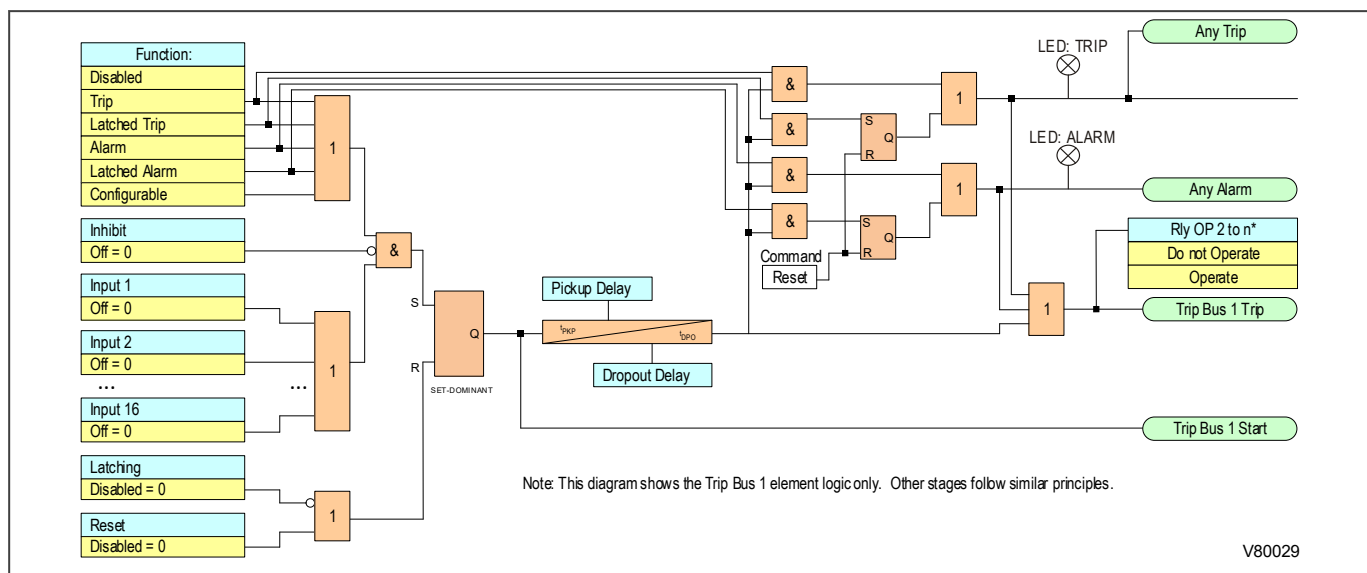


Figure 174: Logika szyny wyzwiania

15.30 ELEMENTY CYFROWE

Urządzenia IED Multilin Agile mają 64 identyczne elementy cyfrowe. Element cyfrowy może monitorować dowolny operand FlexLogic, wyświetlić komunikat docelowy i umożliwić rejestrację zdarzeń w zależności od stanu operandu wyjścia. Ustawienia elementu cyfrowego obejmują nazwę, do której należy się odwoływać w dowolnym komunikacie docelowym, dane wejściowe blokady z dowolnego wybranego operandu FlexLogic oraz opóźnienia timera pobudzenia (zwłoka czasowa) i zwolnienia (tRESET) dla operandu wyjściowego.

Uwaga:

Elementy cyfrowe działają raz na każdy cykl systemu elektroenergetycznego. Istnieje prawdopodobieństwo, że mogą nie zareagować na sygnał wejściowy lub sygnał blokowy o czasie trwania krótszym niż jeden cykl systemu elektroenergetycznego. Oznacza to również, że wyjście elementu cyfrowego może zareagować do jednego cyklu systemu elektroenergetycznego później, niż wskazują na to ustawienia opóźnienia pobudzenia i resetowania.

Ostrzeżenie:

Nie należy używać elementów cyfrowych z sygnałami przejściowymi, takimi jak polecenia komunikacji.

Ostrzeżenie:

Nie należy używać elementów cyfrowych, gdzie przypadkowe opóźnienia o maksymalnie jednym cyklu nie mogą być tolerowane, tak jak w przypadku zabezpieczenia wysokiej prędkości.

15.30.1 IMPLEMENTACJA ELEMENTÓW CYFROWYCH

Ustawienia funkcji sterowania **Digital Elements** (Elementy cyfrowe) znajdują się w ścieżce **SETPOINTS \CONTROL\DIGITAL ELEMENTS**. Dostępne są 64 elementy **Trip Bus** (Szyna wyzwalań) z szesnastoma wejściami sygnału dla każdego elementu **Trip Bus**.

Ustawienia te są następujące:

Nazwa

Użytkownik może przypisać zdefiniowaną przez siebie nazwę do każdego **elementu cyfrowego**. Domyślne wstępnie zdefiniowane nazwy to *Dig ElemX*, gdzie X to numer każdego elementu. Ta **nazwa** jest używana w operandach In FlexLogic, komunikatach docelowych i zdarzeniach itd.

Wejście

Wybiera operand FlexLogic do monitorowania przez **element cyfrowy**.

Pickup Delay (Opóźnienie pobudzenia)

Ustala wymaganą zwłokę czasową od pobudzenia elementu (start) do zadziałania elementu (wyzwolenie). Działanie natychmiastowe wybiera się, ustawiając zwłokę czasową wzbudzenia na 0,000 s.

Uwaga:

Aby uniknąć uciążliwych alarmów, należy ustawić opóźnienie większe niż czas pracy wyłącznika.

Dropout Delay (Opóźnienie zwolnienia)

To ustawienie ustawia zwłokę czasową zwolnienia (tRESET) do resetu. Reset chwilowy daje ustawienie zwłoki czasowej zwolnienia o wartości 0,000 s.

Inhibit

Element cyfrowy będzie zablokowany, gdy wybrany operand zostanie aktywowany.

15.30.2 LOGIKA ELEMENTÓW CYFROWYCH

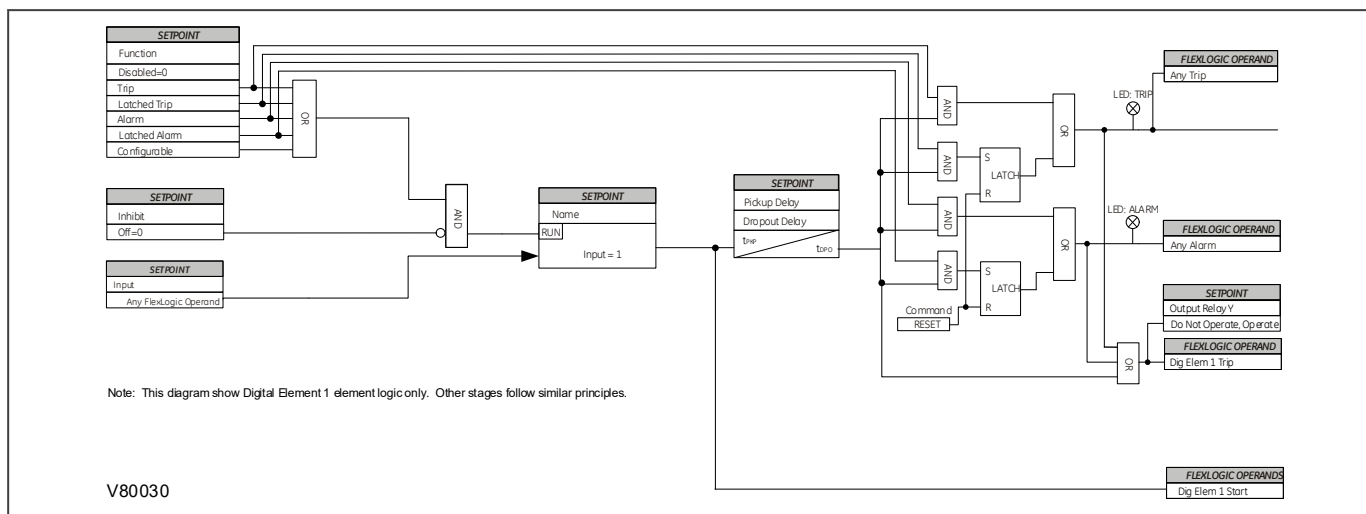


Figure 175: Logika elementów cyfrowych

15.30.3 PRZYKŁAD ZASTOSOWANIA

Monitorowanie integralności obwodu wyzwalającego

W wielu zastosowaniach pożądanym jest monitorowanie integralności obwodu wyzwalającego wyłącznika, aby można było wykryć problemy, zanim wymagana będzie operacja wyzwalania. Obwód uznaje się za działający poprawnie, gdy monitor napięcia podłączony przy zestyku wyjścia wyzwolenia wykrywa niski poziom prądu (napięcie przekaźnika nie wynosi zero), znacznie poniżej prądu roboczego cewki wyzwalającej wyłącznika. Jeżeli obwód wykazuje dużą rezystancję, prąd podtrzymujący spada poniżej progu monitorowania i deklarowany jest alarm.

W większości obwodów sterujących wyłącznika cewka wyzwalająca jest połączona szeregowo z zestykiem pomocniczym wyłącznika, który jest otwarty, gdy wyłącznik jest otwarty. Aby zapobiegać niepożądanym alarmom w takiej sytuacji, logika monitorowania obwodu wyzwalającego musi uwzględniać pozycję wyłącznika.

Wyjście przekaźnika 1 – wyzwolenie to zestyk wyzwolenia. Używając ustawień wyjścia, wyjście otrzymuje nazwę ID; na przykład *Relay 1-Trip*. Należy przyjąć, że zestyk pomocniczy 52a jest połączony z wejściem optycznym 1 w celu monitorowania stanu wyłącznika (zablokowany, gdy wejście optyczne 1 jest wyłączone).

Używając ustawień wejścia optycznego, wejście otrzymuje nazwę, na przykład **Opto I/P 1**, i zostaje ustawione jako **On** (Wł.), gdy wyłącznik jest załączony. Zostaje zablokowane, gdy wyłącznik jest otwarty, na przykład **Opto I/P 1 Off**. Ustawienia do użycia elementu cyfrowego 1 do monitorowania obwodu wyzwalającego wyłącznika przedstawiono poniżej.

Ustawienie	Parametr
Funkcja	Zalaczone
Nazwa	Bkr Trip Cct Out
Wejście	Opto I/P 1 On
Pickup Delay (Opóźnienie pobudzenia)	0,200 s
Dropout Delay (Opóźnienie zwolnienia)	0,100 s
Przekaźniki	Przekaźnik: wyłączony
Inhibit	Opto I/P 1 Off

Zdarzenia	Zalaczone
Cel	Reset. samodz.

ROZDZIAŁ 16

NADZOR

16.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W niniejszym rozdziale omówiono funkcje nadzoru.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	387
Monitorowanie zasilania DC	388
Nadzór nad przekładnikiem napięciowym	390
Nadzór przekładnika prądowego	393
Nadzór nad obwodem wyzwiania	395

16.2 MONITOROWANIE ZASILANIA DC

Ten produkt może być zasilany prądem stałym (DC) lub przemiennym (AC). Ze względu na to, że normalnie używane jest zasilanie DC, włączona jest funkcja monitorowania zasilania DC do wskazywania stanu zasilania DC. Znamionowe zasilanie stacji DC wynosi 48 V DC, które jest zapewniane przez bank akumulatorów. Czasami jest możliwe, że zasilanie znamionowe spadnie poniżej lub wzrośnie powyżej dopuszczalnych limitów działania. Jeżeli napięcie jest zbyt wysokie, może to wskazywać na przeładowanie. Jeżeli napięcie jest zbyt niskie, może to wskazywać na wadliwy akumulator.

W takich przypadkach bardzo przydatna jest funkcja monitorowania zasilania DC. Produkty Multilin Agile zapewniają taką funkcję poprzez pomiar pomocniczego zasilania DC doprowadzanego do urządzenia oraz przetwarzanie tych informacji, używając ustawień do zdefiniowania określonych limitów. Ponadto wartość pomocniczego zasilania DC może być wyświetlona na przednim panelu LCD dla rozdzielczości 0,1 V DC. Zakres pomiarowy wynosi od 19 V DC do 300 V DC.

16.2.1 IMPLEMENTACJA MONITOROWANIA ZASILANIA DC

Produkty P40Agile zapewniają trzy strefy monitorowania zasilania DC: strefę 1, strefę 2 oraz strefę 3. To pozwala na określenie wielu kryteriów monitorowania. Każda strefa musi zostać skonfigurowana tak, aby odpowiadała stanowi przepięcia lub podnapięcia. Nie ma możliwości, aby skonfigurować pojedynczą strefę do zgłoszenia alarmu zarówno stanu przepięcia, jak i podnapięcia. Zazwyczaj konfiguruje się strefy 1 i 2 dla stanów podnapięcia, gdzie limit dolny ustawiony jest bardzo nisko, i strefę 3 dla stanu przepięcia, gdzie limit górny jest bardzo wysoki.

Najlepiej można to zilustrować schematycznie:

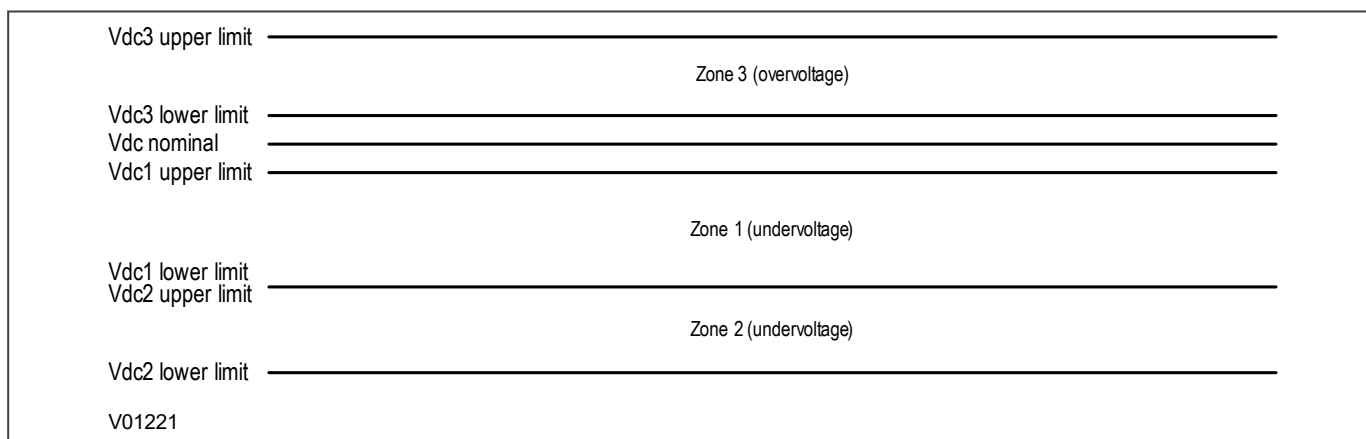


Figure 176: Strefy monitorowania zasilania DC

Istnieje możliwość nakładania się na siebie stref, gdzie limit górny strefy 2 jest niższy niż limit dolny strefy 1, jak przedstawiono na przykładzie powyżej.

Funkcja monitorowania zasilania DC jest wdrażana przy użyciu ustawień w ścieżce **SETPPOINTS\MONITORING\DC SUP. MONITOR**. Dostępne są trzy zestawy ustawień – po jednej dla każdej ze stref. Ustawienia te pozwalają:

- włączyć lub wyłączyć tę funkcję dla każdej strefy,
- ustawić limit dolny napięcia dla każdej strefy,
- ustawić limit górny napięcia dla każdej strefy,
- ustawić zwłokę czasową dla każdej strefy,
- ustawić sygnał blokujący dla każdej strefy.

16.2.2 LOGIKA MONITOROWANIA ZASILANIA DC

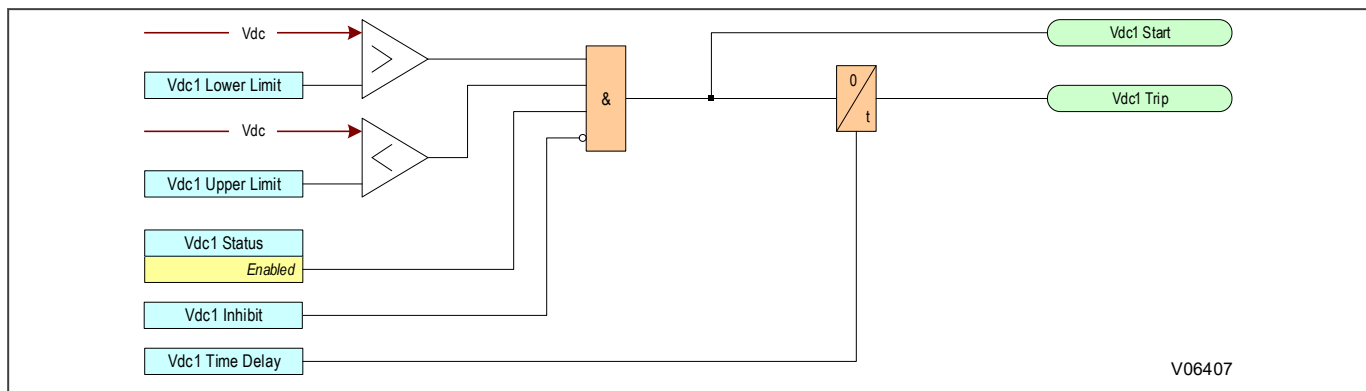


Figure 177: Logika monitorowania zasilania DC

Schemat powyżej przedstawia logikę monitorowania zasilania DC tylko dla etapu 1. Etapy 2 i 3 działają na tej samej zasadzie.

Funkcja logiki będzie działać, gdy ustawienie **VdcX Function** (Funkcja VdcX) ma wartość *Enabled* (Wł.), a sygnał blokowania w monitorowaniu zasilania DC (**VdcX Inhibit**) jest niski. X oznacza wartość od 1 do 3.

Jeżeli napięcie zasilania pomocniczego (Vdc) przekracza limit dolny ORAZ spadnie poniżej górnego limitu, napięcie znajdzie się w strefie niepoprawnego działania i zostanie wygenerowany sygnał **VdcXStart**.

Sygnały **VdcX Trip** ze wszystkich etapów są łączone ze sobą w celu wygenerowania sygnału alarmowego **DC Supply Fail**.

Wartość zasilania DC można sprawdzić w ścieżce **MEASUREMENTS\DC SUPPLY SUPV.\C SUPPLY MAG**.

Sygnały **VdcX Start** oraz **VdcX Trip** dla wszystkich etapów oraz sygnał **DC Supply Fail** można sprawdzić w ścieżce **TARGETS**, gdy sygnały są aktywne, i w dowolnym momencie (niezależnie od tego, czy są aktywne czy nieaktywne) w ścieżce **RECORDS\EVENTS**.

Sygnały **VdcX Start** oraz **VdcX Trip** dla wszystkich etapów oraz sygnał **DC Supply Fail** służą do monitorowania i można je sprawdzić w ścieżce **TARGETS**, gdy są aktywne, i w ścieżce **RECORDS\EVENTS**, gdy dla tych sygnałów zostało zgłoszone zdarzenie.

Sygnały **VdcX Start**, **VdcX Trip** oraz **DC Supply Fail** mogą zostać użyte do konfiguracji diody LED oraz wyjścia zgłoszenia alarmu (jeżeli zachodzi taka potrzeba) przy użyciu edytora równań FlexLogic Multilin Agile.

16.3 NADZÓR NAD PRZEKŁADNIKIEM NAPIĘCIOWYM

Funkcja monitoringu przekładnika napięciowego (VTS) służy do wykrywania usterek na wejściach napięciowych AC zabezpieczenia. Mogą one być powodowane wewnętrznymi zwarciami przekładnika napięciowego, przeciążeniem lub zwarciami w okablowaniu. W rezultacie takich usterek dochodzi zazwyczaj do przepalenia co najmniej jednego bezpiecznika przekładnika napięciowego.

Wskutek wystąpienia usterki na wejściu napięciowym AC urządzenie IED może błędnie przedstawić wartości napięć fazowych w instalacji elektroenergetycznej, co może spowodować niepożądane wyzwolenie wyłącznika.

Układ monitoringu przekładnika napięciowego został zaprojektowany po to, aby zapobiegać takim sytuacjom poprzez wykrywanie nieprawidłowości napięć na wejściach NIEZWIĄZANYCH z nieprawidłowościami napięć fazowych instalacji elektroenergetycznej oraz automatycznie blokować odpowiednie napięciowe elementy zabezpieczające.

Możliwe są następujące scenariusze w odniesieniu do awarii wejść przekładnika napięciowego.

- Zanik jednego lub dwóch napięć fazowych
- Zanik wszystkich trzech napięć fazowych

Uwaga:

Funkcja nadzorowania przekładnik napięciowy jest dostępna tylko w produktach z wejściami prądowymi i napięciowymi (tylko P14D).

16.3.1 ZANIK JEDNEGO LUB DWÓCH NAPIĘĆ FAZOWYCH

Jeżeli napięcia w sieci elektroenergetycznej są poprawne, nie będzie w niej płynąć składowa przeciwna (NPS) prądu fazowego. Jednak w przypadku, gdy zaniknie napięcie AC na jednym wejściu lub dwóch, pojawi się składowa kolejności przeciwnej napięcia, nawet jeżeli napięcia fazowe w rzeczywistej sieci elektroenergetycznej są poprawne. Funkcja VTS działa na podstawie wykrywania składowej przeciwnej (NPS) napięcia przy braku składowej przeciwnej prądu. Jeśli więc występuje napięcie NPS, ale nie ma prądu NPS, pewne jest, że występuje problem z przekładnikami napięciowymi i należy zastosować blokowanie VTS do funkcji zabezpieczeń zależnych od napięcia, aby zapobiec niepoprawnemu działaniu. Wykorzystanie składowych kolejności ujemnej zapewnia poprawne działanie nawet w przypadku stosowania przekładników trójdzeniowych lub połączonych w otwarty trójkąt (połączenie typu „V”).

16.3.2 ZANIK WSZYSTKICH TRZECH NAPIĘĆ FAZOWYCH

Jeśli wszystkie trzy wejścia napięciowe zanikną, nie będzie żadnych składowych przeciwnych fazy, ale urządzenie wykryje, że nie ma napięcia wejściowego. Jeśli jest to spowodowane awarią systemu elektroenergetycznego, nastąpi skokowa zmiana prądów fazowych. Jeśli jednak nie jest to spowodowane awarią systemu elektroenergetycznego, nie nastąpi zmiana żadnego z prądów fazowych. Jeśli więc nie ma napięcia na żadnej z trzech faz i nie ma zmiany w żadnym z prądów fazowych, to wystąpił problem z przekładnikami napięciowymi i należy zastosować blokowanie funkcji VTS do zabezpieczeń zależnych od napięcia, aby zapobiec niepoprawnemu działaniu.

16.3.3 ZAŁĄCZANIE FUNKCJI VTS

Funkcję VTS wdraża się w ścieżce **SETPOINTS/CONTROL/NADZÓR VT**.

Poniższe ustawienia mają zastosowanie do monitorowania przekładnika napięciowego:

- **Function** (Funkcja): wybór ustawienia *Alarm*, *Latched Alarm* (Alarm zablokowany) lub *Configurable* (Do konfiguracji) włącza funkcję VTS.
Po wybraniu funkcji *Alarm* i zadziałaniu VTS dioda Alarm będzie migać i samoczynnie się zresetuje, gdy warunki zadziałania zostaną wyeliminowane. Gdy została wybrana funkcja *Latched Alarm* (Alarm zablokowany) i zadziała VTS, dioda Alarm będzie migać podczas warunku pracy VTS, a światłem ciągłym

będzie świecić, gdy te warunki zostaną wyeliminowane. Dioda Alarm może zostać zwolniona poleceniem resetowania.

Gdy zostanie wybrana funkcja *Configurable* (Do konfiguracji), dioda Alarm nie zapali się automatycznie. Każdą diodę LED do konfiguracji można ustawić jako alarm, używając operandów Flexlogic związanych z działaniem VTS w **SETPOINT/DEVICE/Front Panel/PROG. LED**.

Dla wszystkich opcji ustawienia Function (Funkcja) [*Alarm, Latched Alarm* (Alarm zablokowany), *Configurable* (Do skonfigurowania)] wybrane wyjście przekaźnika (jeżeli dotyczy) będzie działać zgodnie z zachowaniem działania VTS.

- **Time Delay** (Zwłoka czasowa): tego ustawienia można użyć, aby uniknąć detekcji awarii bezpiecznika w przypadku nagłej utraty napięcia przy prądzie zerowym (wyłącznik pozostaje w stanie otwartym) i pojawienia się przejściowego napięcia składowej kolejności ujemnej.
- **Operate Delay** (Zwłoka działania): to ustawienie określa zwłokę czasową działania po wykryciu warunku VTS.
- **Relay O/P X** (Przekaźnik O/P X): podczas działania VTS można wybrać działanie wszystkich dostępnych wyjść przekaźnika (z wyjątkiem wyjścia przekaźnika alarmowego) od 2 do X (gdzie X to liczba wyjść, która jest zależna od Cortec). Działanie tych wyjść przekaźnika jest programowane przez użytkownika.
- **VT Ntrl Wire Det**: to ustawienie włącza lub wyłącza funkcję detekcji otwarcia przewodu neutralnego przekładnik napięciowy. Gdy przekładnik napięciowy jest podłączony w układzie Delta, nie należy włączać tej funkcji, ponieważ nie ma przewodu neutralnego dla przekładnik napięciowy połączonego w układzie Delta.
- **VT Ntrl Wire PKP**: to ustawienie określa poziom pobudzenia trzeciej harmonicznej sygnału 3V0 do pobudzenia logiki detekcji otwartego przewodu neutralnego przekładnik napięciowy. % oblicza się na podstawie wartości Phase VT Secondary (Wtórne napięcie fazowe przekładnik napięciowy).

VTS włącza się wyłącznie podczas warunku przewodu pod napięciem, aby zapobiec działaniu w warunkach systemu bez napięcia.

16.3.4 LOGIKA FUNKCJI VTS

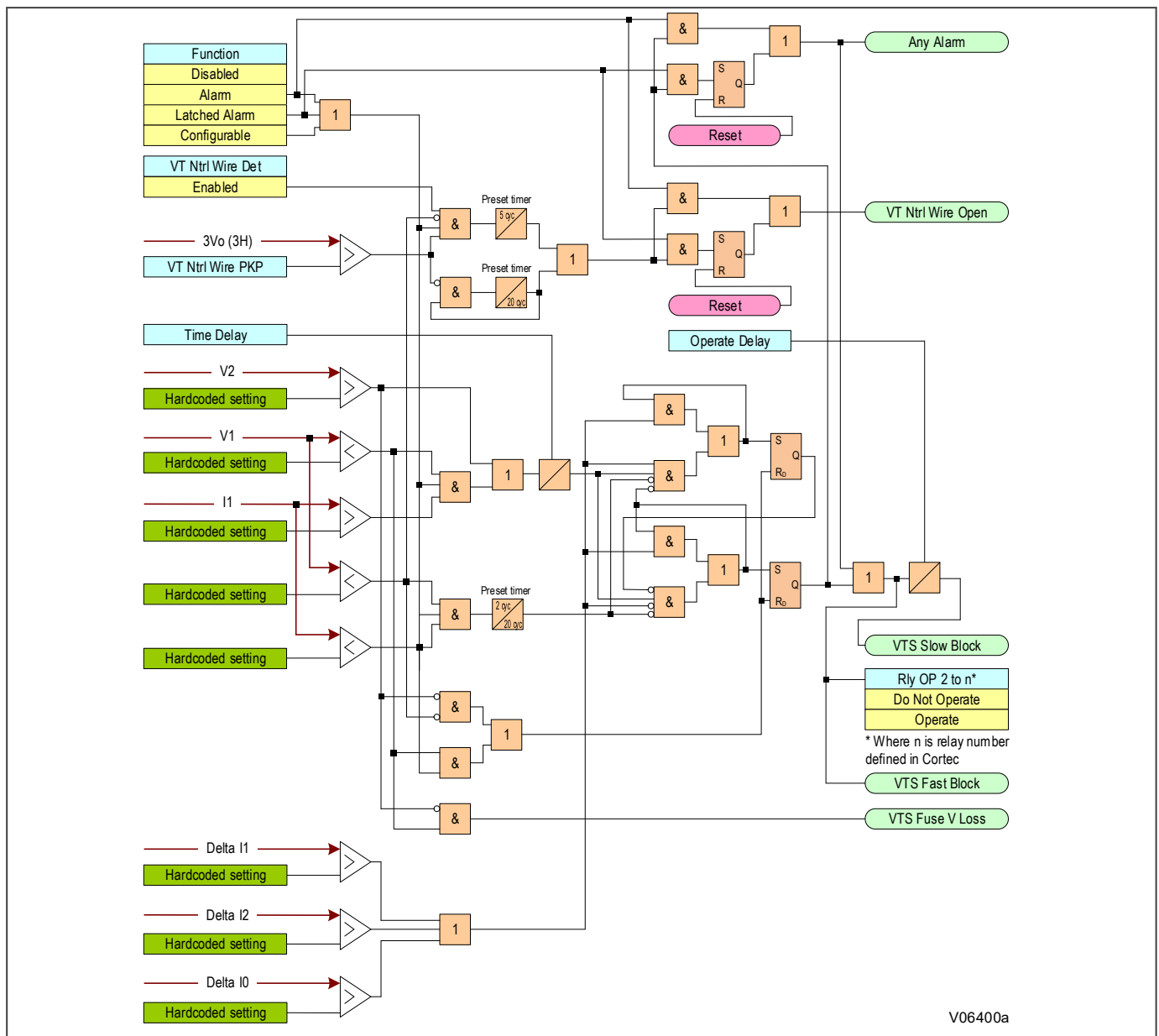


Figure 178: Logika funkcji VTS

Jak widać na schemacie, funkcja VTS jest blokowana, jeżeli prąd fazowy zmienia się w ciągu 2 cykli.

16.4 NADZÓR PRZEKŁADNIKA PRĄDOWEGO

Funkcja monitoringu przekładnika prądowego (CTS) służy do wykrywania usterek na wejściach prądowych AC zabezpieczenia. Mogą one być powodowane wewnętrznymi zwarciami przekładnika prądowego, przeciążeniem lub zwarciami w okablowaniu. Wskutek wystąpienia usterki na wejściu prądowym AC, zabezpieczenie może błędnie zinterpretować wartości rzeczywistych prądów fazowych w instalacji elektroenergetycznej, co może spowodować nieprawidłowe działanie. Ponadto przerwa w obwodach prądu przemiennego może spowodować wygenerowanie niebezpiecznych napięć na obwodzie wtórnym przekładnika prądowego.

Uwaga:

Funkcja nadzorowania przekładników prądowych jest dostępna tylko w produktach P14D i P14N.

16.4.1 IMPLEMENTACJA CTS

Urządzenie IED Multilin Agile zapewnia element nadzorowania przekładników prądowych wykorzystujący trzy wyraźne kontrole, które mogą być włączane i wyłączane indywidualnie po włączeniu funkcji ogólnej. Te trzy kontrole to: kontrola kolejności, kontrola różnicowa oraz kontrola symetrii.

Kontrola kolejności to pierwsza kontrola i w idealnym przypadku jest używana do nadzorowania przekładników prądowych. Kontrola kolejności wykorzystuje prąd składowej kolejności zerowej, napięcie składowej kolejności zerowej i prąd uziemienia. Nie można wybrać tej kontroli, gdy nie jest dostępny prąd uziemienia, nie są dostępne napięcia lub połączenie nie jest w układzie wye, aby można było obliczyć napięcie składowej kolejności zerowej. Jeżeli napięcia nie są dostępne albo są dostępne, ale w układzie Delta, można użyć kontroli różnicowej.

Kontrola różnicowa wykorzystuje obliczony prąd składowej kolejności zerowej i prąd uziemienia do obliczenia prądu różnicowego. Jeżeli prąd uziemienia nie jest dostępny, można użyć kontroli symetrii.

Kontrola symetrii polega na obliczeniu ilorazu lub stosunku prądu minimalnego do prądu maksymalnego i porównaniu go z wartością progową. Funkcja ta powinna być odpowiednio ustawiona, biorąc pod uwagę możliwe minimalne i maksymalne prądy obciążenia występujące w różnych scenariuszach.

Aby jeszcze bardziej zwiększyć bezpieczeństwo tych funkcji i nie blokować przetężenia w przypadku zwarc, dodano dodatkowy nadzór nad maksymalnym prądem obciążenia, w którym maksymalna wielkość prądu fazowego $I_{\max}$ musi być mniejsza niż maksymalny prąd obciążenia.

16.4.2 LOGIKA CTS

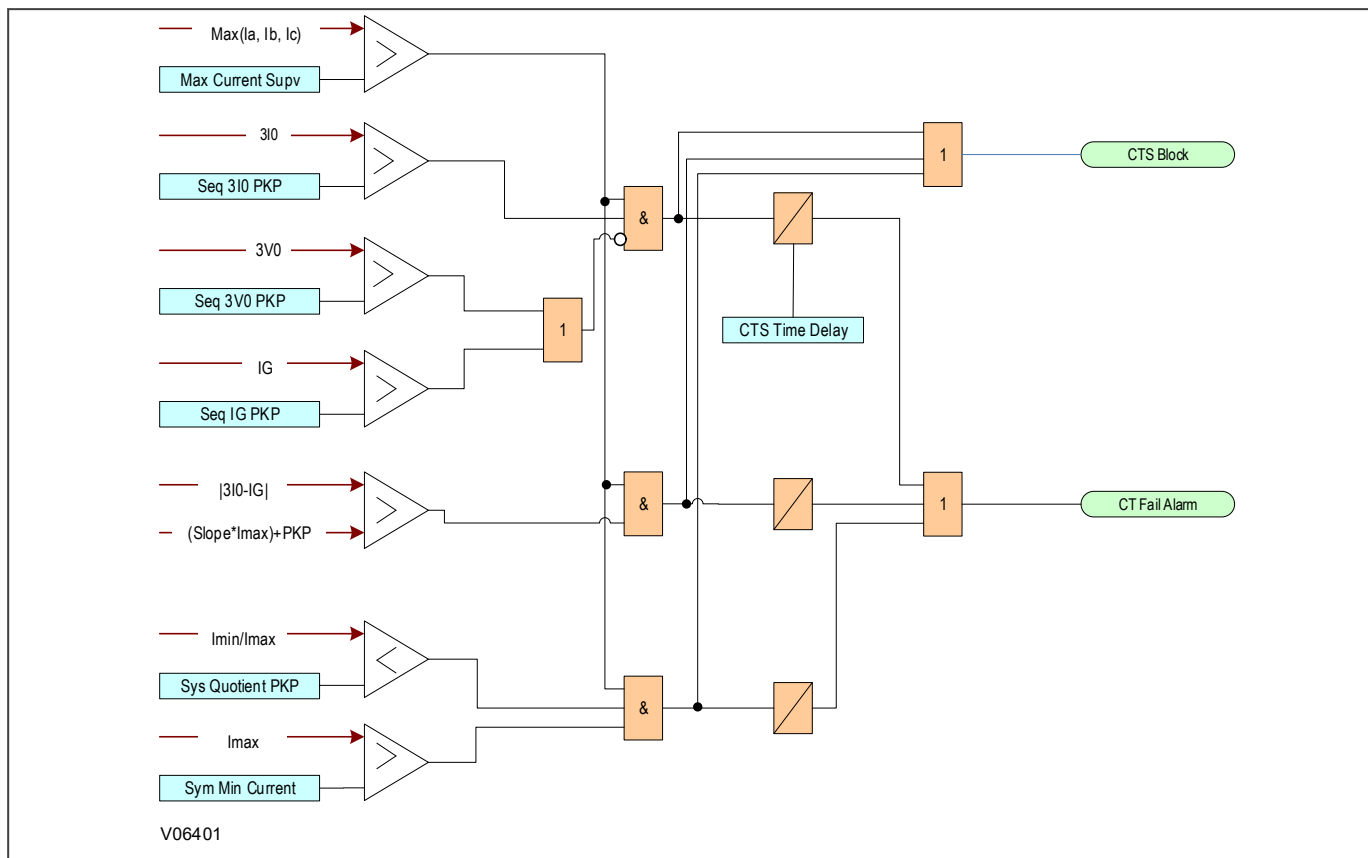


Figure 179: Logika CTS

16.4.3 UWAGI DOTYCZĄCE ZASTOSOWANIA

16.4.3.1 WYTYCZNE DOTYCZĄCE KONFIGURACJI

Sequence Check (Kontrola kolejności): wejście prądu uziemienia do kontroli kolejności musi pochodzić z przekładnika Ferrantiego lub przekładnika prądowego z uziemieniem neutralnym transformatora. Do kontroli kolejności nie należy stosować metody wejścia uziemienia szczytkowego.

Differential Check (Kontrola różnicowa): wejście prądu uziemienia elementu nadzoru przekładników prądowych musi pochodzić z przekładnika Ferrantiego. Do kontroli różnicowej nie należy stosować metody wejścia uziemienia szczytkowego ani uziemienia neutralnego transformatora.

Jeżeli nadzór przekładników prądowych używany do blokowania elementów chwilowego zabezpieczenia prądowego, opóźnienie wyzwolenia powinno być skoordynowane, aby pozwolić na blokowanie najszybszego elementu prądowego.

16.5 NADZÓR NAD OBWODEM WYZWALANIA

W większości układów zabezpieczeniowych obwód wyzwalaający wychodzi poza obudowę IED i przechodzi przez takie człony jak łączniki, zestyki przekaźnikowe, przełączniki pomocnicze oraz inne układy zaciskowe. Takie rozbudowane układy mogą wymagać układów dedykowanych do ich nadzorowania.

Obwód wyzwalaający obejmuje dwa oddzielne elementy; połączenie wyzwalaające oraz cewkę wyzwalaającą. Połączenie wyzwalaające, to połączenie pomiędzy obudową IED oraz szafą wyłącznika. Połączenie to obejmuje dodatkowe elementy, takie jak: kable, bezpieczniki oraz złącza. Może dojść do przerwania tego połączenia, dlatego niezbędny jest jego nadzór, który w razie potrzeby aktywuje alarm.

Cewka wyzwalaająca jest również częścią całego obwodu wyzwalaania, dlatego ona również być może przyczyną przerwy w obwodzie.

Niniejszy produkt obsługuje szereg układów nadzoru obwodu wyzwalaającego (TCS).

Uwaga:

Urządzenia IED Multilin Agile mają dwa wejścia optyczne do celów TCS: wejście optyczne 4 i wejście optyczne 5. Więcej szczegółów zawiera rozdział Specyfikacje techniczne opisujący połączenia wejść/wyjść.

16.5.1 SCHEMAT 1 NADZORU OBWODU WYZWALAJĄCEGO

Ten schemat obejmuje nadzór cewki wyzwalającej poprzez monitoring stanu zamknięcia lub otwarcia wyłącznika, jednakże sposób ten nie zapewnia nadzoru połączenia wyzwalaającego przy otwartym wyłączniku. Stan wyłącznika może być monitorowany, gdy wykorzystywany jest samoresetujący zestyk wyzwalaający. Jednak schemat ten jest niekompatybilny z zapadkowymi zestykami wyzwalającymi, gdyż zestyk taki zewrze wejście optyczne TCS na czas dłuższy niż zalecany czas ustawiony na timerze opóźnienia zwalniania (DDO), tj. czas 400 ms, dlatego w tym układzie nie ma możliwości monitorowania stanu wyłącznika. Jeśli konieczny jest monitoring stanu wyłącznika, należy użyć dodatkowych wejść optycznych.

Uwaga:

Pomocniczy zestyk 52a wyłącznika odzwierciedla pozycję wyłącznika. Zestyk 52b jest jej negacją.

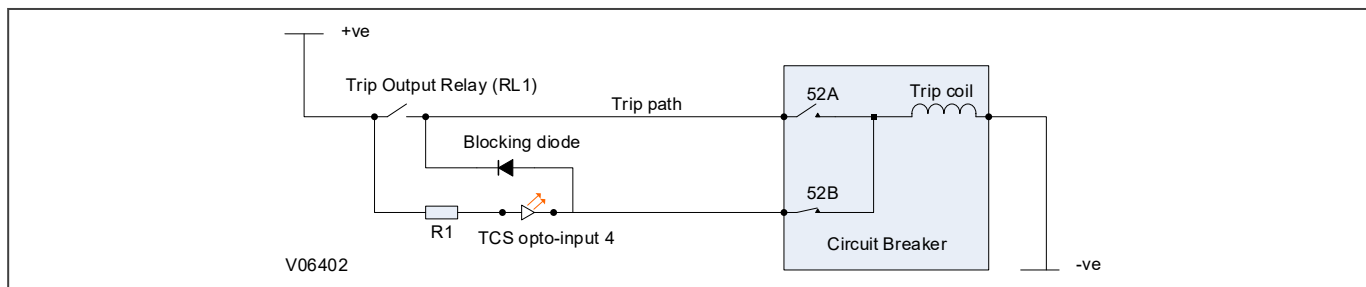


Figure 180: Schemat 1 TCS

Gdy wyłącznik jest zamknięty, prąd kontrolny przepływa przez wejście optyczne TCS, diodę blokowania oraz cewkę wyzwalaającą. Gdy wyłącznik jest otwarty, prąd kontrolny nadal przepływa przez wejście optyczne TCS i trafia na cewkę wyzwalaającą przez zestyk pomocniczy 52b. Oznacza to, że nadzór *Trip Coil* (cewki wyzwalającej) jest zapewniony, zarówno, gdy wyłącznik jest załączony, jak i otwarty. Natomiast nadzór *Trip Path* (połączenia wyzwalaającego) jest zapewniony tylko w przypadku, gdy wyłącznik jest załączony. Gdy wyłącznik jest otwarty, nie ma możliwości zapewnienia nadzoru połączenia wyzwalaającego (nadzór stanu przed załączeniem). Jakakolwiek nieprawidłowość w linii wyzwalającej zostanie wykryta jedynie w momencie załączania wyłącznika, po opóźnieniu 400 ms.

16.5.1.1 WARTOŚCI REZYSTORA

Natężenie prądu kontrolnego jest o wiele mniejsze niż prąd wymagany przez cewkę wyzwalającą do wyzwolenia wyłącznika. Wejście optyczne TCS ogranicza prąd kontrolny do mniej niż 10 mA. Gdyby miało dojść do zwarcia wejść optycznych TCS, możliwy jest wzrost prądu kontrolnego do poziomu, przy którym może dojść do wyzwolenia wyłącznika. Dlatego aby ograniczyć prąd na wypadek zwarcia wejścia optycznego TCS, wykorzystuje się często rezystor R1. Ogranicza on prąd do mniej niż 60 mA. W tabeli poniżej zestawiono odpowiednie wartości rezystorów oraz ustawienia napięcia dla tego schematu.

Napięcie obwodu wyzwalającego	Rezystor R1
24/27	620 Ω przy 2 W
30/34	820 Ω przy 2 W
48/54	1,2 k Ω przy 5 W
110/125	2,7 k Ω przy 10 W
220/250	5,2 k Ω przy 15 W

16.5.1.2 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC DLA SCHEMATU 1 TCS

Wejście optyczne TCS może być wykorzystane – po przepuszczeniu przez opóźniony o 400 ms timer opóźnionego zwolnienia i odwróceniu – do sterowania normalnie otwartym przekaźnikiem wyjściowym, który z kolei może być używany do sterowania urządzeniami alarmowymi. Sygnał można również skonfigurować do obsługi blokującej programowalnej diody LED.

Timer działa w momencie podania sygnału na wejście optyczne TCS, ale zwolnienie/reset w przypadku usterki na obwodzie wyzwalającym zajmie 400 ms. Opóźnienie 400 ms zapobiega wyzwalaniu fałszywych alarmów spowodowanych zapadami napięcia związanymi ze zwarciami w innych obwodach lub normalnym wyzwalaniem, gdy wejście optyczne TCS jest zwarte przez samoresetujący się zestyk wyzwalający.

Opóźnienie timera pobudzenia 50 ms zapobiega fałszywym wskazaniom diod oraz fałszywym alarmom podczas uruchamiania urządzenia po przerwie w zasilaniu.

16.5.2 SCHEMAT 2 NADZORU OBWODU WYZWALAJĄCEGO

Schemat ten zapewnia nadzór cewki wyzwalającej przy otwartym lub załączonym wyłączniku, ale nie gwarantuje nadzoru stanu przed załączeniem dla połączenia wyzwalającego. Jednak wykorzystanie dwóch wejść optycznych TCS (4 i 5) pozwala na poprawne monitorowanie przez urządzenie IED stanu wyłącznika. Wynika to z tego, że są one połączone szeregowo z pomocniczymi zestykami wyłącznika. Jest to realizowane poprzez przypisanie wejścia optycznego do zestyku 52a oraz innego wejścia optycznego TCS do zestyku 52b. Jeśli ustawienie **CB Status Input** (Wej.stan wylacz.) w ścieżce **SETPPOINT/SYSTEM/CB SETUP** ma wartość *Both 52A and 52B* (Zarówno 52A, jak i 52B), a ustawienia **WYL Aux 3ph (52A)** oraz **WYL Aux 3ph (52B)** są skonfigurowane pod kątem odpowiednich wejść optycznych TCS, urządzenie IED będzie poprawnie monitorować stan wyłącznika. Ponieważ prąd kontrolny będzie utrzymywany na zestyku 52b po zamknięciu zestyku wyzwalającego, schemat ten jest również całkowicie kompatybilny z zestykami zapadkowymi.

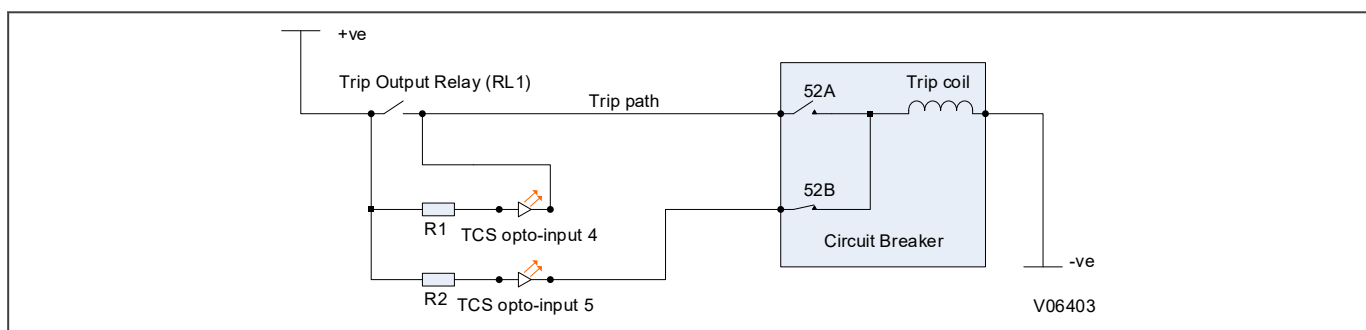


Figure 181: Schemat 2 TCS

Gdy wyłącznik jest zamknięty, prąd kontrolny przepływa przez wejście optyczne TCS 4 oraz cewkę wyzwalającą. Gdy wyłącznik jest otwarty, prąd przepływa przez wejście optyczne TCS 5 oraz cewkę wyzwalającą. Gdy wyłącznik jest otwarty, nie jest aktywny nadzór połączenia wyzwalającego. Jakakolwiek nieprawidłowość w linii wyzwalającej zostanie wykryta jedynie w momencie załączania wyłącznika, po opóźnieniu 400 ms.

16.5.2.1 WARTOŚCI REZYSTORA

Podobnie jak w schemacie 1, można dodać opcjonalne rezystory R1 i R2, aby zapobiec wyzwoleniu wyłącznika w przypadku zwarcia któregośkolwiek z wejść optycznych TCS. W tabeli poniżej zestawiono odpowiednie wartości rezystorów oraz ustawienia napięcia dla tego schematu.

Napięcie obwodu wyzwającego	Rezystor R1 oraz R2
24/27	620 Ω przy 2 W
30/34	820 Ω przy 2 W
48/54	1,2 kΩ przy 5 W
110/125	2,7 kΩ przy 10 W
220/250	5,2 kΩ przy 15 W

16.5.2.2 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC DLA SCHEMATU 2 TCS

W tym schemacie TCS oba wejścia optyczne TCS muszą mieć stan niski przed zgłoszeniem alarmu usterki w obwodzie wyzwalającym.

Wejścia optyczne TCS mogą być używane po przepuszczeniu przez 400 ms timer opóźnionego spadku napięcia i odwróceniu w celu sterowania normalnie otwartym przekaźnikiem wyjściowym, który z kolei może być używany do sterowania urządzeniami alarmowymi. Sygnał można również skonfigurować do obsługi blokującej programowalnej diody LED.

Timer zostaje aktywowany w momencie, gdy oba wejścia optyczne TCS są zasilane, ale w przypadku usterki na obwodzie wyzwalającym spadek/reset zajmie 400 ms. Opóźnienie 400 ms zapobiega wyzwalaniu fałszywych alarmów spowodowanych zapadami napięcia związanymi ze zwarciami w innych obwodach lub normalnym wyzwalaniem, gdy wejścia optyczne TCS są zwarte przez samoresetujący się zestyk wyzwalający.

Opóźnienie timera pobudzenia 50 ms zapobiega fałszywym wskazaniom diod oraz fałszywym alarmom podczas uruchamiania urządzenia po przerwie w zasilaniu.

16.5.3 SCHEMAT 3 NADZORU OBWODU WYZWAŁAJACEGO

Schemat TCS 3 zaprojektowano z myślą o zapewnieniu nadzoru cewki wyzwalającej przy otwartym lub zamkniętym wyłączniku. Zapewnia on nadzór połączenia wyzwalającego przed zamknięciem. Ponieważ wykorzystywane jest tylko jedno wejście optyczne TCS, schemat ten nie jest kompatybilny z wyzwalającymi zestawkami zapadkowymi. Jeśli konieczny jest monitoring stanu wyłącznika, należy użyć dodatkowych wejść optycznych.

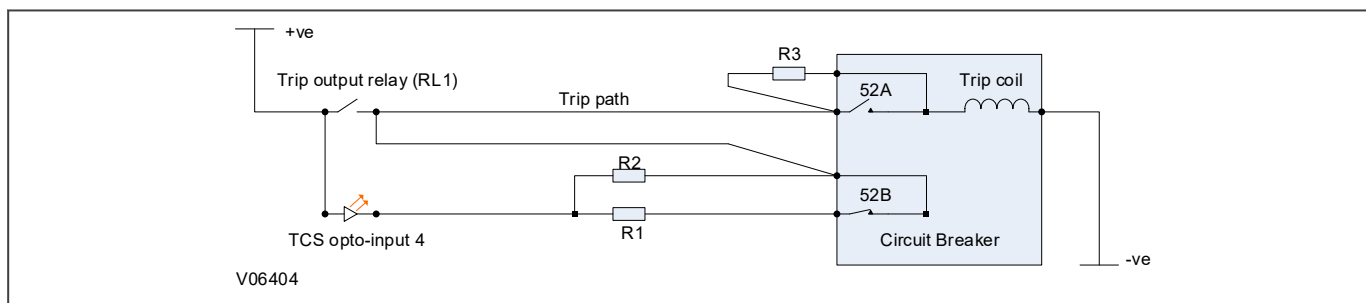


Figure 182: Schemat 3 TCS

Gdy wyłącznik jest zamknięty, prąd kontrolny przepływa przez wejście optyczne TCS 4, rezystor R2 oraz cewkę wyzwalającą. Gdy wyłącznik jest otwarty, prąd przepływa przez wejście optyczne TCS 4, rezystory R1 i R2

(połączone równolegle), rezystor R3 oraz cewkę wyzwalającą. Prąd kontrolny jest utrzymywany na połączeniu wyzwalającym przy wyłączniku w dowolnej pozycji, zapewniając w ten sposób również nadzór przed zamknięciem.

16.5.3.1 WARTOŚCI REZYSTORA

Podobnie jak w przypadku schematów TCS 1 i 2, rezystory R1 i R2 używane są do zapobiegania fałszywemu wyzwalaniu, jeżeli wejście optyczne TCS zostanie przypadkowo zwarte. Jednak w przeciwieństwie do dwóch innych schematów ten jest uzależniony od pozycji i wartości tych rezystorów. Ich usunięcie skutkuje niekompletnym systemem monitoringu obwodu otwartego. W tabeli poniżej zestawiono wartości rezystorów oraz ustawienia napięć niezbędne do zapewnienia poprawnego działania monitoringu.

Napięcie obwodu wyzwalającego	Rezystor R1 oraz R2	Rezystor R3
24/27	620 Ω przy 2 W	330 Ω przy 5 W
30/34	820 Ω przy 2 W	430 Ω przy 5 W
48/54	1,2 k Ω przy 5 W	620 Ω przy 10 W
110/125	2,7 k Ω przy 10 W	1,5 k Ω przy 15 W
220/250	5,2 k Ω przy 15 W	2,7 k Ω przy 25 W

16.5.3.2 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC DLA SCHEMATU 3 TCS

Wejście optyczne TCS może być wykorzystane – po przepuszczeniu przez opóźniony o 400 ms timer opóźnionego zwolnienia i odwróceniu – do sterowania normalnie otwartym przekaźnikiem wyjściowym, który z kolei może być używany do sterowania urządzeniami alarmowymi. Sygnał można również skonfigurować do obsługi blokującej programowalnej diody LED.

Timer zostaje aktywowany w momencie podania sygnału na wejście optyczne TCS, ale zwolnienie/reset w przypadku usterki na obwodzie wyzwalającym zajmie 400 ms. Opóźnienie 400 ms zapobiega wyzwalaniu fałszywych alarmów spowodowanych zapadami napięcia związanymi ze zwarciami w innych obwodach lub normalnym wyzwalaniem, gdy wejście optyczne TCS jest zwarte przez samoresetujący się zestyk wyzwalający.

Opóźnienie timera pobudzenia 50 ms zapobiega fałszywym wskazaniom diod oraz fałszywym alarmom podczas uruchamiania urządzenia po przerwie w zasilaniu.

16.5.4 SCHEMAT 4 NADZORU OBWODU WYZWALĄCEGO

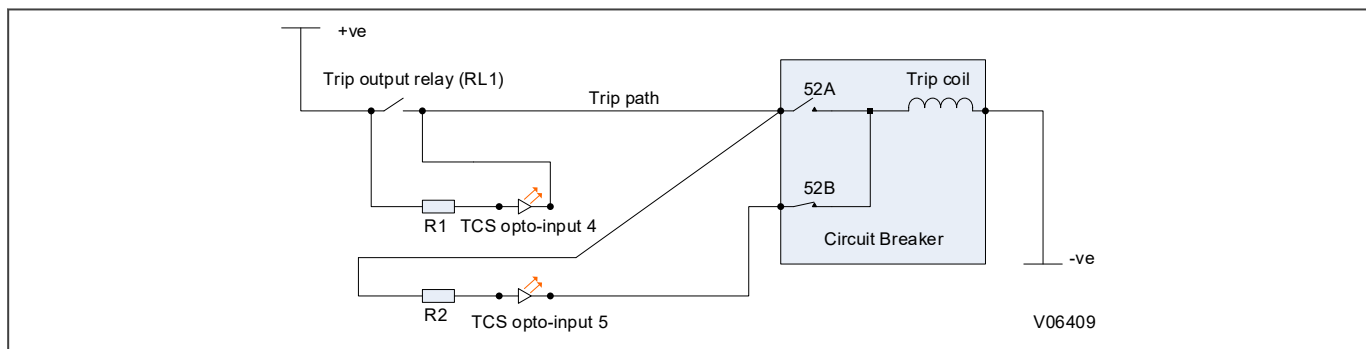


Figure 183: Schemat 4 TCS

W normalnych warunkach bezzwarciovych prąd o natężeniu 2 mA przepływa przez jedną z następujących ścieżek:

- nadzór po załączeniu: gdy wyłącznik znajduje się w stanie załączonym, prąd przepływa przez rezystor R1, wejście optyczne TCS 4, zestyk 52A oraz cewkę wyzwalającą.
- nadzór przed załączeniem: gdy wyłącznik znajduje się w stanie otwartym, prąd przepływa przez rezystor R1, wejście optyczne TCS 4, rezystor R2, wejście optyczne TCS 5, zestyk 52B oraz cewkę wyzwalającą.

c) chwilowe wyzwolenie z zestykiem samoresetującym się: gdy samoresetujący się zestyk wyzwalający jest w stanie załączonym, prąd przepływa przez zestyk wyzwalający, zestyk 52A oraz cewkę wyzwalającą.

d) wyzwolenie z zablokowanym zestykiem: gdy używany jest zablokowany zestyk wyzwalający i znajduje się on w stanie załączonym, prąd przepływa przez zestyk wyzwalający, zestyk 52A, cewkę wyzwalającą, a następnie zmienia ścieżkę na zestyk wyzwalający, rezystor R2, zestyk 52B, wejście optyczne TCS 5 oraz cewkę wyzwalającą.

Prąd o natężeniu 2 mA przepływający przez cewkę wyzwalającą jest niewystarczający, by wywołać zadziałanie zestyku wyzwalającego, ale wystarczająco duży, aby zasilić wejścia optyczne TCS. W tym stanie oba wejścia optyczne wygenerują logikę 1, która zostanie odwrócona na 0, aby przekaźnik wyjściowy (poprawne działanie TCS) pozostał otwarty, a dioda LED zgasła. Jeżeli nastąpi przerwanie w obwodzie wyzwalającym, prąd przestanie płynąć, co będzie skutkowało wygenerowaniem przez wejścia optyczne TCS logiki 0, która zostanie odwrócona na 1. To załączy przekaźnik wyjściowy i włączy diodę LED.

16.5.4.1 WARTOŚCI REZYSTORA

Wejścia optyczne TCS obniżają stały prąd o natężeniu 2 mA. Wartości rezystorów zewnętrznych R1 i R2 są tak dobrane, aby ograniczyć prąd do maksymalnie 60 mA w przypadku zwarcia wejścia optycznego TCS. Wartości tych rezystorów są uzależnione od napięcia obwodu wyzwalającego.

Napięcie obwodu wyzwalającego	Rezystor R1 oraz R2 (Ω)
24/27	620 Ω przy 2 W
30/34	820 Ω przy 2 W
48/54	1,2 k Ω przy 5 W
110/125	2,7 k Ω przy 10 W
220/250	5,2 k Ω przy 15 W

W przypadku warunku wyzwolenia chwilowego żadne z wejść optycznych nie jest zasilane. Aby obejść tę normalną operację wyłącznika, w edytorze równań Flexlogic dodawana jest zwłoka czasowa zwolnienia wynosząca około 400 ms.

16.5.4.2 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC DLA SCHEMATU 4 TCS

W tym schemacie TCS oba wejścia optyczne TCS muszą mieć stan niski przed zgłoszeniem alarmu usterki w obwodzie wyzwalającym.

Wejścia optyczne TCS mogą być używane po przepuszczeniu przez 400 ms timer opóźnionego spadku napięcia i odwróceniu w celu sterowania normalnie otwartym przekaźnikiem wyjściowym, który z kolei może być używany do sterowania urządzeniami alarmowymi. Sygnał można również skonfigurować do obsługi blokującej programowalnej diody LED.

Timer zostaje aktywowany w momencie, gdy oba wejścia optyczne TCS są zasilane, ale w przypadku usterki na obwodzie wyzwalającym spadek/reset zajmie 400 ms. Opóźnienie 400 ms zapobiega wyzwalamu fałszywych alarmów spowodowanych zapadami napięcia związanymi ze zwarciami w innych obwodach lub normalnym wyzwalam, gdy wejścia optyczne TCS są zwarte przez samoresetujący się zestyk wyzwalający.

Opóźnienie timera pobudzenia 50 ms zapobiega fałszywym wskazaniom diod oraz fałszywym alarmom podczas uruchamiania urządzenia po przerwie w zasilaniu.

ROZDZIAŁ 17

WEJŚCIA/WYJŚCIA CYFROWE I EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC

17.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W tym rozdziale przedstawiono edytor równań EnerVista FlexLogic (Flexlogic Equation Editor & Logic Designer) oraz opisano konfigurację wejść i wyjść cyfrowych. Zawarto w nim zarys koncepcji FlexLogic oraz edytora równań FlexLogic.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	401
Konfiguracja wejść i wyjść cyfrowych	402
Edytor równań FlexLogic	403
Konfiguracja wejść optycznych	404
Diody LED o ustalonej funkcji	405
LEDy programowalne	406
Wejścia wirtualne	407
Subskrypcja GOOSE (wejścia zdalne, wejścia zdalne DPS, analogowe komunikaty GOOSE) i wyjście zdalne	409
Wyjścia przekaźnika	410
Wyjścia wirtualne	411

17.2 KONFIGURACJA WEJŚĆ I WYJŚĆ CYFROWYCH

Konfiguracja cyfrowych wejść i wyjść w niniejszym produkcie jest bardzo elastyczna. Można wykorzystać połączenie ustawienia i programowalnej logiki oraz dopasować je do swojego zastosowania. W niektóre ustawienia można wchodzić za pomocą klawiatury na panelu przednim, ale do konfiguracji urządzenia (w razie potrzeby) będzie konieczny komputer z oprogramowaniem EnerVista Configuration.

Oprogramowanie EnerVista Configuration obejmuje edytor równań EnerVista FlexLogic (Flexlogic Equation Editor & Logic Designer) używany (w razie potrzeby) do konfiguracji Flexlogic. Edytor równań FlexLogic urządzenia pozwala na alokację wejść i wyjść w zależności od konkretnego zastosowania. Pozwala on również na zastosowanie atrybutów do niektórych sygnałów, np. opóźnienie spadku napięcia zestyku wyjściowego.

W niniejszym produkcie dostępne są następujące konfigurowalne wejścia i wyjścia cyfrowe:

- Izolowane optycznie wejścia cyfrowe (wejścia optyczne). Mogą być używane do monitorowania stanu powiązanej instalacji
- Zestyki wyjściowe przekaźnika. Można je wykorzystać do takich celów jak inicjowanie wyzwolenia wyłączników, podawanie sygnałów alarmowych itp.
- Programowalne diody LED i przyciski (zależne od Cortec)
- Subskrypcja GOOSE IEC 61850 (wejścia zdalne, wejścia zdalne DPS, analogowe komunikaty GOOSE) oraz wyjścia zdalne (zależne od Cortec). Są one dostępne wyłącznie w produktach, które zostały określone do podłączenia do systemu IEC 61850. Szczegóły dotyczące protokołu GOOSE przedstawiono w dokumentacji standardu IEC 61850.

17.3 EDYTOR RÓWNAŃ FLEXLOGIC

Produkt jest dostarczany z edytorem równań Enervista Flexlogic (Flexlogic Equation Editor & Logic Designer).

Jest on oparty na koncepcji zwanej operandami FlexLogic. Operand FlexLogic obejmuje wszystkie sygnały cyfrowe, których używa się w edytorze równań FlexLogic. Dane wejściowe edytora równań FlexLogic stanowią dowolną kombinację stanu sygnałów wejścia cyfrowego z wejść optycznych, wejść wirtualnych, wyjść wirtualnych, wyjść przekaźnika, subskrypcji GOOSE (wejścia zdalne, wejścia zdalne DPS, analogowe komunikaty GOOSE) oraz wyjść zdalnych, dowolnych wyjść zabezpieczeń, elementów sterujących i monitorujących, blokad nieulotnych, elementów Flex i dowolnego sygnału wewnętrznego dostępnego jako operand FlexLogic.

Edytor równań FlexLogic zapewnia możliwość opracowania niestandardowych schematów dostosowanych do zastosowań klienta, jeżeli fabrycznie zaprogramowane pliki CID edytora równań FlexLogic, w tym ustawienia i schematy domyślne, nie spełniają wymagań. Domyślne pliki CID zawierające ustawienia domyślne i domyślne schematy edytora równań Flex są programowane, zanim produkt opuści fabrykę. Te domyślne pliki CID wraz z domyślnymi schematami edytora równań FlexLogic zostały zaprojektowane do typowych zastosowań i jeżeli spełniają wymagania klienta, nie trzeba podejmować żadnych działań. Jednak jeżeli zachodzi potrzeba zmiany istniejącego domyślnego edytora równań FlexLogic lub wprowadzenia nowego schematu logicznego klienta, można to zrobić za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration.

Edytor równań FlexLogic składa się z takich elementów jak bramki logiczne oraz timery, które łączą oraz warunkują sygnały cyfrowe.

Bramki logiczne można zaprogramować do wykonywania wielu różnych funkcji logicznych. Liczba wejść do bramki logicznej jest nieograniczona. Regulatorów czasowych można używać do tworzenia programowalnego opóźnienia lub do warunkowania wyjść logicznych. Zestyki wyjściowe i programowalne diody mają przydzielone kondycjonery.

Na poniższym schemacie przedstawiono, jak schemat logiczny współdziała z innymi komponentami urządzenia IED.

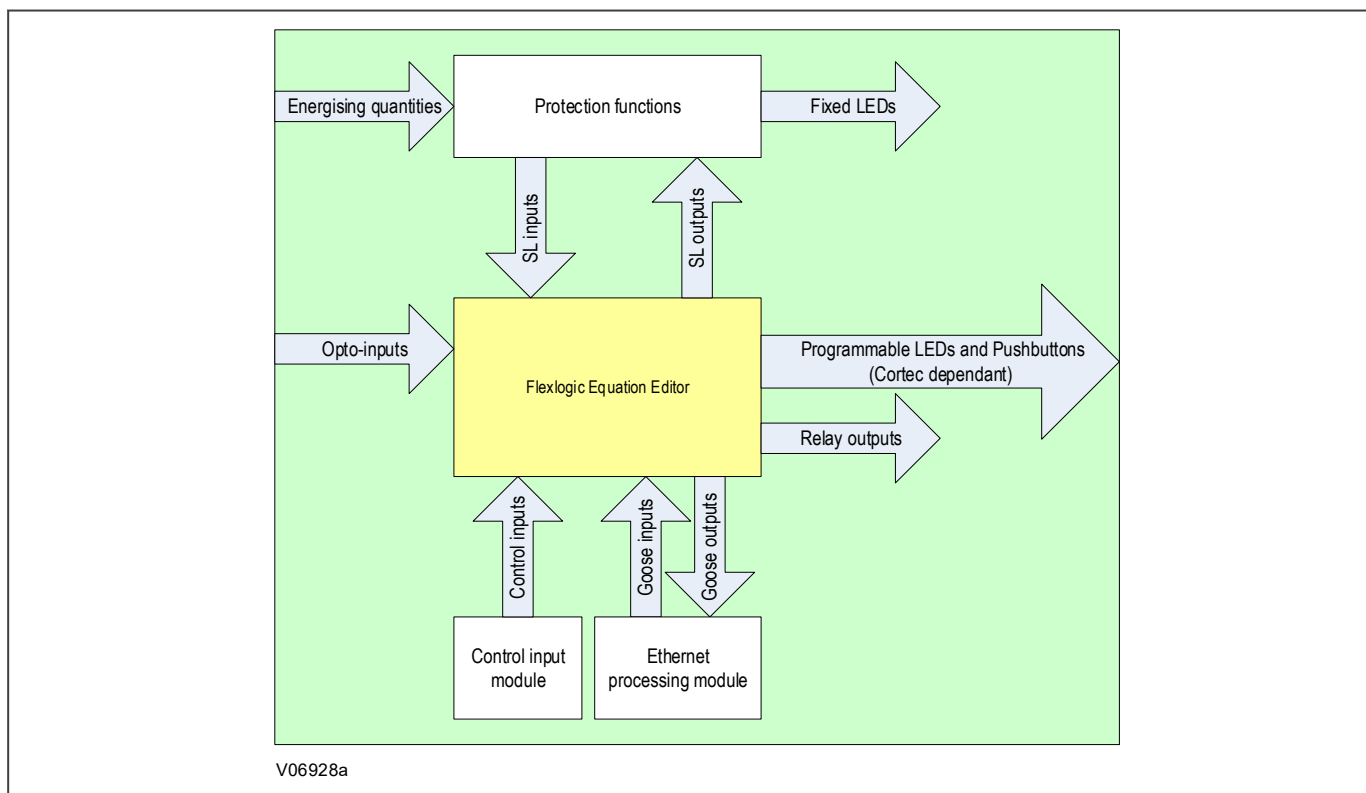


Figure 184: Interfejsy schematów logicznych edytora równań FlexLogic

17.4 KONFIGURACJA WEJŚĆ OPTYCZNYCH

Liczba optycznie izolowanych wejść statusowych (wejścia optyczne) zależy od konkretnego dostarczonego modelu (zależne od Cortec). Użycie wejść optycznych będzie uzależnione od zastosowania. Przypisanie wejść optycznych do każdego konkretnego zastosowania osiąga się przez ustawienia IED, za pomocą interfejsu HMI lub oprogramowania EnerVista Configuration. Wejścia optyczne mogą być także używane w określonych zastosowaniach jako wejścia do edytora równań FlexLogic za pomocą oprogramowania EnerVista Configuration.

W zależności od wybranych opcji wejść/wyjść binarnych Cortec ustawienia dotyczące wejść optycznych są różne. Szczegółowe informacje dotyczące płytki wejścia/wyjścia oraz konfiguracji ustawień zawiera załącznik „Populacja we/wy – typ płytek (użycie i konfiguracja)”.

- Dla niektórych opcji Cortec dostępny jest tylko jeden wybór konfiguracji optycznej. Ustawienia **Global Nominal V** (Globalne napięcie znamionowe) oraz **Characteristic** (Charakterystyka) można konfigurować w ścieżce **SETPOINTS\INPUTS\OPTO INPUTS\OPTO CONFIG**. Ustawienia **Global Nominal V** (Globalne napięcie znamionowe) oraz **Characteristic** (Charakterystyka) mają zastosowanie tylko do normalnych binarnych wejść optycznych, a nie do wejść optycznych TCS. Wejścia optyczne TCS mają stały poziom napięcia DC wynoszący 5 V, bez histerezy.
- Dla innych opcji Cortec dostępne są do wyboru dwie konfiguracje optyczne. Ustawienia **Global Nominal V 1** (Globalne napięcie znamionowe 1) oraz **Characteristic 1** (Charakterystyka 1) można konfigurować w ścieżce **SETPOINTS\INPUTS\OPTO INPUTS\OPTO CONFIG 1**. Ustawienia **Global Nominal V 2** (Globalne napięcie znamionowe 2) oraz **Characteristic 2** (Charakterystyka 2) można konfigurować w ścieżce **SETPOINTS\INPUTS\OPTO INPUTS\OPTO CONFIG 2**. Wyboru opcji **Opto Config X** (Konfiguracja optyczna X), która dotyczy każdej grupy wejść optycznych, można dokonać w ścieżce **SETPOINTS\INPUTS\OPTO INPUTS\CONFIG SELECTION**.
- Niezależnie od wyboru w Cortec:

Ustawienie **Global Nominal** (Globalne napięcie znamionowe) pozwala na konfigurację odpowiedniej wartości zakresu napięcia zasilania.

Ustawienie **Characteristic** (Charakterystyka) służy do wyboru stosunku pobudzeń do zwolnień sygnałów wejściowych. Domyślnie próg pobudzenia wynosi 80% minimalnej wartości wejścia DC. Wartość tę można w razie potrzeby zmienić na inne dostępne progi. Dostępne progi ustawienia **Characteristic** (Charakterystyka) to: Standard 80%, 75% oraz 70%. Zwolnienie jest ustalone na poziomie 20% napięcia znamionowego.

Każde wejście optyczne ma programowalne ustawienie **Name** (Nazwa) oraz **Debounce Time** (Czas eliminacji odbicia) w ścieżce **SETPOINTS\INPUTS\OPTO INPUTS\OPTO I/P X**, aby zapobiec fałszywemu działaniu z indukowanego napięcia. Nazwa pozwala użytkownikowi na przypisanie wejściu konfigurowalnej nazwy alfanumerycznej na potrzeby diagnostyki, konfiguracji oraz rejestracji zdarzeń. Ustawienie **Debounce Time** (Czas eliminacji odbicia) jest regulowane przez użytkownika zgodnie ze specyfikacją określoną przez producenta.

17.5 DIODY LED O USTALONEJ FUNKCJI

Cztery diody o przypisanym na stałe znaczeniu funkcyjnym znajdujące się po lewej stronie panelu przedniego wskazują wystąpienie następujących warunków.

- Dioda wyzwolenia (czerwona) zapala się, gdy IED wyda polecenie wyzwolenia. Dioda Trip jest zablokowana i można ją zresetować po wyeliminowaniu warunku zwarcia
- Dioda alarmowa (żółta) miga w momencie zarejestrowania stanu alarmowego przez IED. Może być pobudzona rekordem dotyczącym zwarcia, zdarzenia lub konserwacji. W przypadku alarmów niezablokowanych dioda LED miga do czasu zniknięcia warunków alarmu, a następnie się wyłącza. W przypadku alarmów zablokowanych dioda LED miga do czasu ustąpienia warunków alarmu, a następnie WŁĄCZA się na stałe. Po wyczyszczeniu alarmów dioda LED się WYŁĄCZA
- Dioda zgłaszania stanu awarii (żółta) WŁĄCZA SIĘ, gdy funkcje IED nie są dostępne
- Dioda poprawnego działania (zielona) WŁĄCZA SIĘ, gdy urządzenie IED jest całkowicie sprawne, a więc powinna być WŁĄCZONA przez cały czas. WYŁĄCZA SIĘ, gdy autotest urządzenia wykaże jakikolwiek błąd programowy lub sprzętowy. Stan diody poprawnego działania jest odzwierciedlony stanem zestyków alarmowych z tyłu przekaźnika

Uwaga:

Każdy zablokowany wskaźnik LED funkcji ustalonej (dioda Trip oraz dioda Alarm, gdy alarm jest zablokowany) może zostać zresetowany przy użyciu polecenia **RESET**, gdy warunek zadziałania zostanie wyeliminowany. Polecenie **RESET** można zainicjować na wiele sposobów: naciskając przez kilka sekund klawisz **Clear/Reset**, naciskając klawisz skrótu **Up** (Góra) (skonfigurowany jako **RESET**) na domyślnym wyświetlaczu produktu w interfejsie HMI (dla 20TE), konfigurowalnym operandem, który można skonfigurować w menu **SETPPOINTS\DEVICE\RESETTING**, lub za pomocą urządzenia zdalnego przez kanał komunikacji.

17.6 LEDY PROGRAMOWALNE

Urządzenie ma programowalne diody LED (zależne od Cortec).

Wszystkie programowalne diody LED na urządzeniu są trójkolorowe. Mogą świecić na czerwono, zielono lub pomarańczowo.

Można wybrać wyzwolenie (czerwona) i wyzwolenie (zielona) (dowolny Operand FlexLogic) oraz typ diody LED (samoresetująca lub zablokowana) przez odpowiednie ustawienia IED w menu **SETPOINTS\DEVICE\FRONT PANEL\PROG. LED\LED (n)**.

Uwaga:

*Każdy programowalny wskaźnik LED ustawiony jako zablokowany można zresetować poleceniem **RESET**, gdy warunki zadziałania zostaną wyeliminowane.*

Uwaga:

*Polecenie **RESET** można zainicjować na wiele sposobów: naciskając przez kilka sekund klawisz **Clear/Reset**, naciskając klawisz skrótu **Up** (Góra) (skonfigurowany jako **RESET**) na domyślnym wyświetlaczu produktu w interfejsie HMI (dla 20TE), konfigurowalnym operandem, który można skonfigurować w menu **SETPOINTS\DEVICE\RESETTING**, lub za pomocą urządzenia zdalnego przez kanał komunikacji.*

17.7 WEJŚCIA WIRTUALNE

Urządzenie IED Multilin Agile jest wyposażone w 128 wejść wirtualnych, które można programować indywidualnie, aby reagowały na sygnały wejściowe z klawiatury lub z protokołów komunikacyjnych. Ma to następujące zalety w porównaniu z samymi wejściami optycznymi:

- Liczbę wejść logicznych można zwiększać bez konieczności wprowadzania dodatkowego sprzętu.
- Funkcje logiczne można wywoływać zdalnie przez pojedynczy kanał komunikacyjny.
- Ta sama funkcja logiczna może być wywoływana lokalnie przez wejście optyczne lub z klawiatury na panelu przednim albo zdalnie przez komunikację.
- Przełączniki na panelu można całkowicie zastąpić przełącznikami wirtualnymi, aby ograniczyć koszty i liczbę kabli.

Wszystkie operandy wejścia wirtualnego są domyślnie *wyłączone* (logika 0) do czasu, aż przyjdzie odpowiedni sygnał wejściowy.

Dostępne są następujące opcje ustawienia **SETPOINTS\INPUTS\VIRTUAL INPUTS\VIRTUAL I/P (N)** :

FUNKCJA

Zakres: *Disabled* (Wyt.), *Enabled* (Wł.)

Domyślnie: *Disabled* (Wyt.)

Jeżeli wybrane ustawienie to *Odstawione*, wejście wirtualne będzie przymusowo *wyłączone* (logika 0) niezależnie od podejmowanych prób zmiany wejścia. Jeżeli wybrane ustawienie to *Zalaczone*, wejście będzie działać, jak przedstawiono na schemacie logicznym poniżej, i będzie generować wyjściowe operandy FlexLogic w odpowiedzi na odebrane sygnały wejściowe i zastosowane ustawienia.

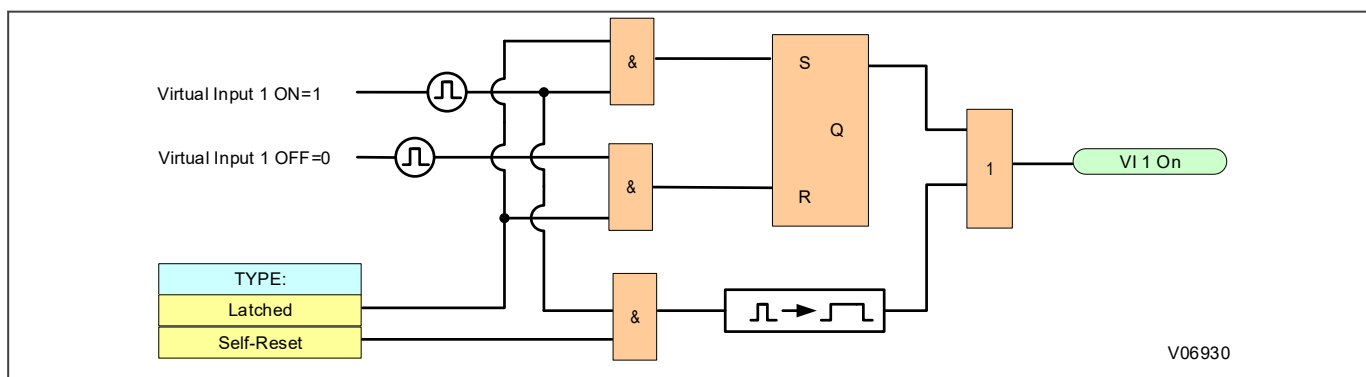


Figure 185: Logika schematu wejść wirtualnych

NAZWA

Zakres: do 13 znaków alfanumerycznych

Domyślnie: *VI (n)*

Wejście wirtualne może mieć przypisaną nazwę alfanumeryczną na potrzeby diagnostyki, ustawień i rejestracji zdarzeń.

TYP

Zakres: *Latched* (Podtrzymany), *Self-reset* (Samoresetujące)

Domyślnie: *Latched* (Podtrzymany)

Są dwa typy działania: samoresetujące i zablokowane. Jeżeli ustawienie Virtual Input **Type** (Typ wejścia wirtualnego) ma wartość *Self-Reset* (Samoresetujące), gdy sygnał wejściowy przechodzi z *OFF* (Wyt.) na *ON*

(Wł.), operand wyjścia zostanie ustawiony na *ON* tylko na czas jednej oceny równań FlexLogic, a następnie powróci do ustawienia *OFF*. Jeżeli będzie ustawione na *Latched* (Podtrzymany), wejście wirtualne będzie ustawiać stan operandu wyjścia na taki sam stan, jak ostatnio otrzymane wejście wirtualne.

Uwaga:

Tryb działania samoresetujący generuje operand wyjścia dla pojedynczej oceny równań FlexLogic (tj. impuls jednego przejścia zabezpieczenia). Jeżeli operand ma zostać użyty w innym miejscu niż wewnątrz równania FlexLogic, prawdopodobnie będzie musiał być wydłużony w czasie. Funkcję tę może spełnić timer FlexLogic z opóźnionym czasem resetu.

17.8 SUBSKRYPCJA GOOSE (WEJŚCIA ZDALNE, WEJŚCIA ZDALNE DPS, ANALOGOWE KOMUNIKATY GOOSE) I WYJŚCIE ZDALNE

IEC 61850 to funkcja zależna od Cortec dla wszystkich modeli.

Urządzenie IED Multilin Agile obsługuje 8 transmisji GOOSE z maksymalnie 64 elementami cyfrowymi/ analogowymi na GOOSE. Każda wartość cyfrowa/analogowa istniejąca w węzłach logicznych 61850 może zostać przypisana do pozycji transmisji.

IED Multilin Agile obsługuje 32 odbiory GOOSE, z maksymalnie 128 elementami cyfrowymi, które można zmapować do dowolnego ze 128 wejść zdalnych, do 16 podwójnych elementów cyfrowych, które można zmapować do dowolnego z 16 zdalnych wejść DPS, i do 32 elementów analogowych, które można zmapować do dowolnego z 32 wejść analogowych (24 zmiennoprzecinkowe i 8 całkowitych).

Operand FlexLogic pod nazwą Remote GOOSE RX Offline wskazuje, czy wszystkie skonfigurowane odbiory GOOSE działają. Operand FlexLogic „Remote GOOSE RX Offline” działa następująco:

„1”, gdy dowolny ze skonfigurowanych odbiorów GOOSE nie jest odbierany

„0”, jeżeli cały skonfigurowany zbiór danych odbiorczych GOOSE odbierany jest poprawnie

Transmisja i odbiór GOOSE IEC 61850 urządzeń IED Multilin Agile powinny być skonfigurowane przy użyciu narzędzia do konfiguracji IEC61850 dostępnego w oprogramowaniu EnerVista Configuration.

Wejścia zdalne umożliwiają wymianę cyfrowych informacji o stanie między urządzeniami sieciowymi Ethernet obsługujących IEC 61850. Wejścia zdalne, które tworzą operandy FlexLogic w przekaźniku odbiorczym, są ekstrahowane z komunikatów GOOSE pochodzących z urządzeń zdalnych. Wejście zdalne (n) musi być zaprogramowane tak, aby replikowało stan logiczny określonego sygnału z określonego urządzenia zdalnego do użytku lokalnego.

128 wejść zdalnych, 16 wejść zdalnych DPS (dwupunktowe wejścia zdalne) i 32 operandy Remote GOOSE RX Offline FlexLogic można wybrać jako wejścia dla dowolnego konfigurowalnego sygnału cyfrowego w ustawieniach IED i w edytorze równań Flexlogic.

Name (Nazwa) i **Default State** (Stan domyślny) każdego wejścia zdalnego można skonfigurować w menu **Remote I/P (n)** [Zdalne I/P (n)] w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\GOOSE SUBSCRIBE\REMOTE INPUTS**.

Name (Nazwa) i **Default State** (Stan domyślny) każdego dwupunktowego wejścia zdalnego można skonfigurować w menu **RI DPS (n)** [Zdalne wejście DPS (n)] w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\GOOSE SUBSCRIBE\RI DPS**.

Float Name (Nazwa wejścia zmiennoprzecinkowego), **Float ID** (ID wejścia zmiennoprzecinkowego), **Default Mode** (Tryb domyślny), **Default Value** (Wartość domyślna), **Units and PU Base** (Jednostki i podstawa PU) każdego wejścia analogowego Goose można skonfigurować w menu **GOOSE Analog (n)** (Analog GOOSE (n)) w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\GOOSE SUBSCRIBE\GOOSE ANALOG**.

Name (Nazwa) oraz **Indication** (Wskazanie) [wyzwalacz operandu FlexLogic] dla każdego wyjścia zewnętrznego można skonfigurować w menu **Remote O/P (n)** [Zdalne O/P (n)] w ścieżce **SETPOINTS\OUTPUTS\REMOTE OUTPUTS**.

Wartości rzeczywiste wszystkich wejść powiązanych z subskrypcją GOOSE (wejścia zdalne, dwupunktowe wejścia zdalne, wejścia analogowe) i wyjścia zdalne są dostępne w ścieżce **DEVICE STATUS\COMMUNICATIONS** pod każdym konkretnym nagłówkiem (**\REMOTE INPUTS**, **\RI DPS**, **\GOOSE ANALOG** lub **\REMOTE OUTPUTS**) w zależności od wymaganej wartości.

17.9 WYJŚCIA PRZEKAŹNIKA

Urządzenie IED Multilin Agile jest wyposażone w szereg wyjść przekaźników określonych w momencie składania zamówienia.

W pierwszym gnieździe (D w przypadku 20TE lub F w przypadku 30TE) dowolnej opcji Cortec pierwsze trzy wyjścia przekaźnika (RL1, RL2 oraz RL3) są normalnie otwartymi (NO) zestykami ogólnego przeznaczenia, których zadaniem jest wyzwalanie, otwieranie i załączanie. Pozostałe wyjścia przekaźnika to wyjścia przekaźnika ogólnego przeznaczenia do sygnalizacji. (Critical Fail) to normalnie zamknięty (NC) zestyk używany jako złącze alarmowe dla każdej opcji zamówienia.

Więcej szczegółów zawiera rozdział Specyfikacje techniczne opisujący połączenia wejść/wyjść. Szczegółowe informacje dotyczące płytki wejścia/wyjścia oraz konfiguracji ustawień zawiera załącznik „Populacja we/wy – typ płytek (użycie i konfiguracja)”.

Pierwszy przekaźnik wyjściowy (RELAY 1-TRIP) w IED to przekaźnik NO, który może zostać wykorzystany do monitorowania cewki wyzwalającej i jest przeznaczony do wyzwalania wyłącznika. Przekaźnik jest zasilany po uruchomieniu dowolnego elementu z wartością zadaną **Function** (Funkcja) ustawioną na Trip (Wyzwolenie). Przekaźnik można skonfigurować niestandardowo, zmieniając **Mode** (Tryb) oraz dodając wyzwalacze do ustawienia Obsługa lub sygnały blokujące do ustawienia **Inhibit** (Blokuj) w menu **SETPOINTS\OUTPUTS\RELAY OUTPUTS\RELAY 1-TRIP**. To wyjście przekaźnika jest programowane wewnętrznie, aby wyzwalало wyłącznik, i nie można go zmienić, wyłączyć ani zastąpić żadnym innym przekaźnikiem.

Można wybrać dodatkowe wyjścia przekaźnika, do obsługi także z każdego elementu zabezpieczenia, sterowania lub monitorowania, wybierając wyjście przekaźnika do obsługi z menu ustawień dla każdego elementu.

Wszystkie ustawienia wyjść przekaźnika można modyfikować w ścieżce **SETPOINT\OUTPUTS\RELAY OUTPUTS** w menu **RELAY 1-TRIP** dla pierwszego przekaźnika wyjściowego oraz menu **RELAY O/P (n)** dla pozostałych wyjść przekaźnika. Zestyk alarmowy nie jest konfigurowalny i nie będzie pojawiać się w ustawieniach wyjścia przekaźnika.

Zachowanie zestyków wyjściowych przekaźnika można modyfikować, wybierając różne tryby działania, w tym opcje *Pickup* (Pobudzenie), *Dropoff* (Spadek), *Dwell* (Trwanie), *Pulse* (Impuls), *Pickup/Dropoff* (Pobudzenie/spadek), *Straight-Through* (Bezpośrednie), *Latching* (Blokowanie).

17.9.1 PRZYPISYWANIE WYJŚĆ PRZEKAŹNIKA

Czynność zestyku przekaźnika może być sterowana przez ustawienia urządzenia w ścieżce **SETPOINT\OUTPUTS\RELAY OUTPUTS** w menu **RELAY 1-TRIP** dla pierwszego przekaźnika wyjściowego oraz menu **RELAY O/P (n)** dla pozostałych wyjść przekaźnika.

Konfiguracja sygnału blokującego do blokowania zestyku wyjściowego przekaźnika jest możliwa tylko za pomocą ustawienia **Inhibit** (Blokuj) w ścieżce **SETPOINTS\OUTPUTS\RELAY OUTPUTS\RELAY 1-TRIP** dla pierwszego przekaźnika wyjściowego oraz w ścieżce **SETPOINTS\OUTPUTS\RELAY OUTPUTS\RELAY O/P (n)** dla pozostałych wyjść przekaźnika.

Przypisanie opcji **Mode** (Tryb) oraz ustawienie wartości *Pickup* (Pobudzenia) i *Dropoff* (Spadek) można dokonać za pośrednictwem ustawień IED.

Sygnał sterujący działaniem przekaźników wyjściowych można przypisać poprzez ustawienie IED **Operate** (Działanie) dla każdego zestyku przekaźnika w ustawieniach IED.

17.10 WYJŚCIA WIRTUALNE

Urządzenie IED Multilin Agile ma 128 wyjść wirtualnych, które można przypisywać za pośrednictwem edytora równań FlexLogic. Jeżeli nie zostaną przypisane, wymuszona zostanie ustawienie wyjścia wirtualnego OFF (Wył.) (logika 0). Wirtualne wyjścia są rozwiązywane w każdym przejściu przez ocenę równań logicznych.

Każdemu wyjściu wirtualnemu może być przypisany identyfikator przy użyciu ustawienia **Name** (Nazwa) w menu **VIRTUAL O/P (N)** w ścieżce **SETPOINTS\OUTPUTS\VIRTUAL OUTPUTS**.

Każda zmiana stanu wyjścia wirtualnego może zostać zarejestrowana jako zdarzenie w rejestratorze zdarzeń, jeżeli został on do tego zaprogramowany poprzez wybór ustawienia **Events** (Zdarzenia) jako *Enabled* (Wł.) w menu **VIRTUAL O/P (N)** w ścieżce **SETPOINTS\OUTPUTS\VIRTUAL OUTPUTS**.

ROZDZIAŁ 18

KOMUNIKACJA

18.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Ten produkt obsługuje komunikację z systemem automatyki podstacji (SAS) oraz systemem kontroli nadzorczej i akwizycji danych (SCADA). Wsparcie obejmuje ewolucję technologii komunikacyjnych, która miała miejsce od czasu wprowadzenia technologii mikroprocesorowych do urządzeń zabezpieczających, sterujących i monitorujących, które są obecnie powszechnie znane jako inteligentne urządzenia elektroniczne dla podstacji (IED).

Wszystkie urządzenia obsługują solidną komunikację szeregową w zastosowaniach SCADA oraz SAS. Opcjonalnie każdy produkt może obsługiwać komunikację ethernetową bardziej zaawansowanych zastosowań SCADA oraz SAS.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	413
Interfejsy komunikacyjne	414
Transmisja szeregową	416
Standardowa komunikacja Ethernet	418
Redundantna komunikacja Ethernet	419
Protokoły danych	424
Synchronizacja czasu	457

18.2 INTERFEJSY KOMUNIKACYJNE

Urządzenia mają szereg standardowych i opcjonalnych interfejsów komunikacyjnych. Możliwe wyposażenie oraz obsługiwane protokoły (standardowe oraz opcjonalne) zestawiono poniżej:

Port	Dostępność	Warstwa fizyczna	Zastosowanie	Protokoły danych
Przedni	Standard	USB	Ustawienia lokalne Aktualizacja oprogramowania układowego SNTP (*) TFTP (*) SFTP (*) SSH (*)	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850 wyd. 2 (*)
Tylny port szeregowy 1 (COM1)	Standard	RS485	SCADA Ustawienia zdalne IRIG-B	Modbus RTU, szeregowy DNP3, IEC 60870-5-103
Tylny port szeregowy 2 (COM2) (*)	Opcja (*)	RS485	SCADA Ustawienia zdalne	Modbus RTU, szeregowy DNP3, IEC 60870-5-103
Tylny port Ethernet 1 (ETH1) (*)	Opcja (*)	Ethernet/miedziany (*) Ethernet/ światłowodowy (*)	SCADA (*) Ustawienia zdalne Aktualizacja oprogramowania układowego PTP SNTP (*) TFTP (*) SFTP (*) SSH (*)	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850 wyd. 2 (*)
Tylne porty ethernetowe 2 i 3 (ETH2, ETH3) (*)	Opcja (*)	Ethernet/miedziany Ethernet/ światłowodowy (*)	SCADA (*) Ustawienia zdalne Aktualizacja oprogramowania układowego PTP SNTP (*) TFTP (*) SFTP (*) SSH (*) Konfigurowalne PRP/HSR/LLA (*)	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850 wyd. 2 (*)

Uwaga:

Opcje oznaczone gwiazdką (*) to funkcje zależne od Cortec.

Pozostałe opcje, które nie są oznaczone gwiazdką (*), są dostępne w przypadku wszystkich opcji zamówienia.

Więcej szczegółów zawiera załącznik z opcjami zamawiania.

Od tej pory w odniesieniu do niezależnych od sprzętu protokołów zaimplementowanych w tym IED będzie używana poniższa nomenklatura.

Protokół Modbus:

- Modbus do ogólnych odniesień do protokołu Modbus
- Modbus RTU do szeregowego Modbus
- Modbus TCP do Modbus przez Ethernet (TCP)

Protokół DNP 3.0:

- DNP 3.0 do ogólnych odniesień do protokołu DNP 3.0
- DNP3 Serial do szeregowego DNP3 3.0
- DNP3oE do DNP 3.0 przez Ethernet (TCP/UDP)

W przypadku protokołów i standardów zależnych od sprzętu, takich jak IEC 60870-5-103 (protokół szeregowy) i IEC 61850 (standard oparty na sieci Ethernet), protokoły zostaną nazwane zgodnie z opisem IEC.

18.3 TRANSMISJA SZEREGOWA

Standardy warstwy fizycznej wykorzystywane w komunikacji szeregowej z systemami SCADA.

RS485 jest podobny do RS232, jednak jego zasięg jest większy i pozwala na połączenia łańcuchowe oraz wielopunktowe urządzeń IED.

Należy zauważyć, że nie są to protokoły danych. Opisują jedynie cechy fizyczne niezbędne, aby dwa urządzenia mogły się ze sobą komunikować.

Pełny opis RS485 jest dostępny w opublikowanym standardzie.

Uwaga:

Zaleca się wyłączenie wszystkich nieużywanych portów RS485.

18.3.1 EIA(RS)485 – WYMAGANIA DOTYCZĄCE POLARYZACJI

Polaryzacja wymaga, aby linie sygnałowe były podciągnięte do określonego poziomu napięcia, okokół 1 V. Na magistrali powinien znajdować się zatem tylko jeden punkt polaryzacji; najlepiej w miejscu przyłączenia urządzenia nadrzędnego. Źródło DC używane do polaryzacji musi być wolne i zabezpieczone od zakłóceń.

Uwaga:

Niektóre urządzenia zapewniają napięcie polaryzacji magistrali, dzięki czemu nie ma konieczność stosowania podzespołów zewnętrznych.

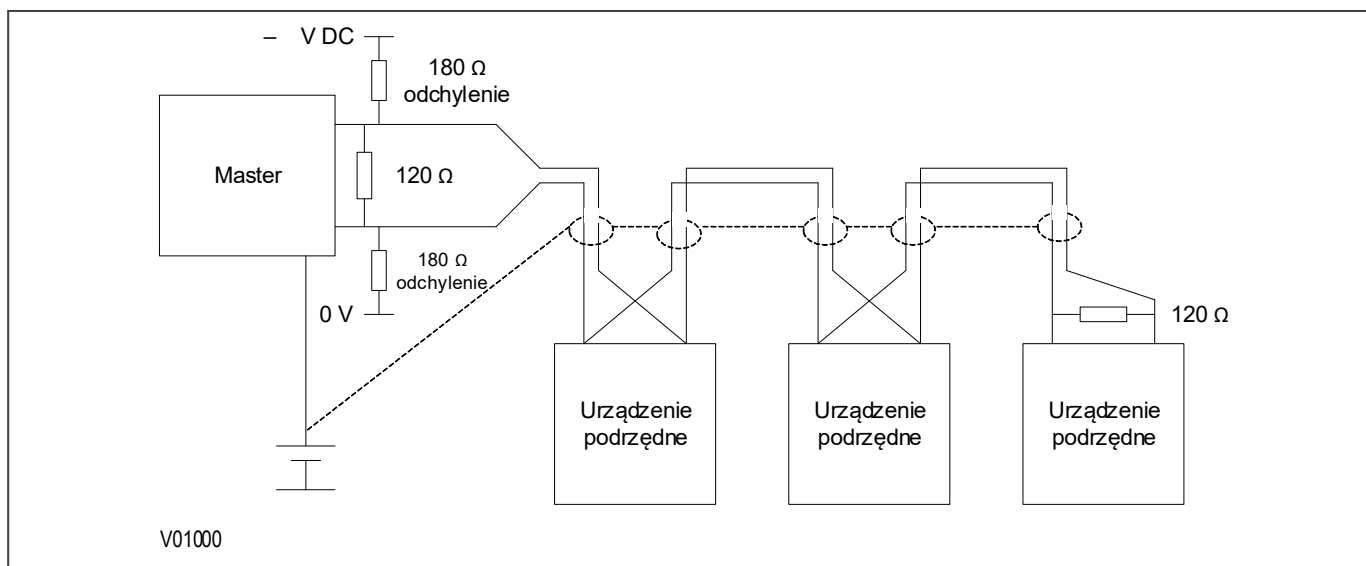


Figure 186: Obwód polaryzacji RS485



Ostrzeżenie:

Jest niezwykle istotne, aby zainstalowane zostały rezystory terminujące 120 Ω.

W przeciwnym razie nadmierna polaryzacja napięcia może uszkodzić urządzenia, które są podłączone do magistrali.

18.3.2 MAGISTRALA EIA(RS)485

Połączenie dwuprzewodowe RS485 zapewnia półdupleksowe, w pełni izolowane połączenie szeregowo z urządzeniem IED. Połączenie to jest spolaryzowane, jednak nie jest określona definicja zacisków. Jeśli urządzenie nadrzędne nie jest w stanie skomunikować się z produktem, a parametry komunikacyjne są zgodne, istnieje możliwość, że zamieniono przewody połączenia dwuprzewodowego.

Magistrala RS485 musi być na każdym końcu zakończona rezystorem terminującym 120 Ω , 0,5 W włączanym pomiędzy przewody sygnałowe.

Standard RS485 wymaga bezpośredniego połączenia urządzeń z magistralą. Stosowanie namiastek i odgałęźników jest zakazane. Standard RS485 nie obejmuje topologii gwiazdy ani magistrali pętlowej i są one również zabronione.

Konieczne jest zastosowanie dwużyłowej, ekranowej skrętki parowej. Ostateczna specyfikacja kabla zależy od zastosowania, chociaż kabel wielożyłowy o przekroju 0,5 mm² na żyłę zwykle nadaje się do tego zastosowania. Całkowita długość kabla nie może przekroczyć 1000 m. Jest to konieczne w celu eliminacji prądów cyrkulujących, które mogą być przyczyną szumów i zakłóceń, szczególnie gdy kabel biegnie pomiędzy budynkami. Z tego powodu ekran kabla należy na stałe podłączyć z jednej strony do uziemienia; zwykle po stronie urządzenia nadrzędnego (master).

Może się okazać, że niezbędna jest polaryzacja przewodów sygnałowych, aby uniknąć zakłócenia typu jabber. Zakłócenie typu jabber pojawia się wtedy, gdy poziom sygnału na szynie jest w stanie pośrednim, a więc nie dochodzi do bezpośredniego przesyłu sygnału przez magistralę. Może się tak zdarzyć, gdy wszystkie urządzenia podrzędne (slave) są w trybie odbioru danych, a urządzenie nadrzędne (master) wolno przechodzi z trybu odbioru danych na tryb przesyłania danych. Przyczyną może być wysoki stan impedancji urządzenia nadrzędnego oczekującego w trybie odbioru danych na pojawienie się danych, które mogłyby zostać przesłane. Zakłócenie typu jabber powoduje, że urządzenia docelowe nie otrzymają pierwszych bitów pierwszego znaku pakietu danych – w wyniku czego urządzenie podrzędne odrzuca komunikat i nie odpowiada. Konsekwencje są następujące: wydłużony czas odpowiedzi (z powodu ponawiania prób), wzrost liczby komunikatów o błędzie, przerwy w komunikacji lub, w najgorszym wypadku, brak komunikacji.

Urządzenia IED Multilin Agile są wyposażone w jeden lub dwa tylne porty komunikacji szeregowo, w zależności od wyboru w Cortec. Port RS485 ma ustawienia szybkości transmisji i parzystości. Ważne jest, aby parametry te zgadzały się z ustawieniami używanymi na komputerze lub innym sprzęcie podłączonym do tego portu. Maksymalnie 32 przekaźniki mogą być połączone łańcuchowo i podłączone do DCS, PLC lub komputera PC za pomocą portu RS485.

Ścieżka: **SETPPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\RS485**

18.4 STANDARDOWA KOMUNIKACJA ETHERNET

Interfejs Ethernet jest wymagany do IEC 61850 i/lub DNP3oE (dostępność protokołu IEC 61850 należy wybrać w momencie składania zamówienia – więcej informacji można znaleźć w opcjach zamawiania). W przypadku każdego z tych protokołów interfejs Ethernet ma również komunikację z Modbus TCP w celu zdalnej konfiguracji i ekstrakcji rekordów.

Wybór portu ETH1 pomiędzy opcjami sprzętowymi światłowodu i miedzi (RJ45) odbywa się w Cortec podczas zamawiania urządzenia.

Połączenie światłowodowe jest zalecane do stosowania w stałych połączeniach w środowisku podstacji, ponieważ zapewnia korzyści związane z tłumieniem szumów. Port światłowodowy zapewnia komunikację z prędkością 100 Mb/s i wykorzystuje złącza typu LC.

Urządzenie można również podłączyć do koncentratora lub przełącznika Ethernet 10Base-T lub 100Base-TX za pomocą portu RJ45. Port automatycznie wykrywa, którego typu koncentrator został podłączony. Ze względu na szумы i zakłócenia ten typ połączenia jest zalecany tylko w przypadku krótkotrwałych połączeń na niewielką odległość.

Styki na złączu RJ45 są następujące:

kołek	Nazwa sygnału	Definicja sygnału
1	TXP	Nadawanie (dodatni)
2	TXN	Nadawanie (ujemny)
3	RXP	Odbiór (dodatni)
4	-	Nie używany
5	-	Nie używany
6	RXN	Odbiór (ujemny)
7	-	Nie używany
8	-	Nie używany

Uwaga:

Nie należy dokonywać aktualizacji ustawień portu sieciowego w ścieżce: **SETPPOINT/DEVICE/COMMUNICATIONS/ETHERNET/** w trybie offline w CID, a następnie wysyłać do urządzenia IED. Aktualizację ustawień Ethernetu należy przeprowadzić online bezpośrednio w urządzeniu IED, wprowadzając ustawienia ręcznie przez interfejs HMI lub łączem komunikacyjnym przez przedni port USB. Zarezerwowane numery IP to 172.17.X.X/16 oraz 172.18.X.X/16.

18.4.1 USB

Port USB służy do lokalnego łączenia komputerów w celu przesyłania ustawień, pomiarów i zapisów do i z komputera do IED oraz do pobierania aktualizacji oprogramowania układowego z komputera lokalnego do IED.

Konfigurowalne parametry są następujące:

Adres IP: 172.16.0.3

Maska IP: 255.255.255.0

Bramka IP: 172.16.0.1

18.5 REDUNDANTNA KOMUNIKACJA ETHERNET

Redundancja jest wymagana tam, gdzie nie można tolerować pojedynczego punktu awarii. Jest to wymagane w kluczowych zastosowaniach, takich jak automatyka podstawcji. Działanie redundancji można porównać do zabezpieczenia zapewniającego alternatywną drogę przebiegu w przypadku awarii jednej z dróg.

Interfejs redundancji w urządzeniu zapewnia dwa porty Ethernet (ETH2, ETH3), z których oba są przeznaczone do tego samego nośnika fizycznego (dwa miedziane lub dwa światłowodowe).

W opcjach zamawiania dostępne są standardowe protokoły PRP (Parallel Redundancy Protocol) i HSR (High-availability Seamless Redundancy), funkcja LLA (Link Loss Alert), a także wybór nośnika fizycznego (miedziany lub światłowodowy).

PRP odpowiada na potrzebę bezproblemowego przełączania i zerowego czasu przywracania w przypadku awarii pojedynczej sieci w sieciach automatyki podstawcji. PRP osiąga redundancję dzięki zastosowaniu kombinacji techniki duplikacji LAN i duplikacji ramek. Identyczne ramki są wysyłane w dwóch całkowicie niezależnych sieciach, które łączą źródło i miejsce docelowe. W normalnych warunkach obie ramki dotrą do miejsca docelowego i jedna z nich zostanie wysłana w górę stosu OSI do aplikacji docelowej, podczas gdy druga zostanie odrzucona.

Funkcja HSR, tak jak w przypadku PRP, odpowiada na potrzebę bezproblemowego przełączania i zerowego czasu przywracania w przypadku awarii pojedynczej sieci w sieciach automatyki podstawcji. Węzeł źródłowy w pierścieniu HSR odbiera ramkę ze swojej górnej warstwy i wysyła ją przez swoje dwa porty w różnych kierunkach. W normalnych warunkach (stan bezawaryjny) obie identyczne ramki dotrą do węzła docelowego w określonym odstępie czasu, a pierwsza ramka zostanie wysłana w górę stosu OSI do aplikacji docelowej, podczas gdy druga zostanie odrzucona.

Funkcja ostrzeżenia o utracie łącza (ang. Link Loss Alert, LLA) wykrywa awarię łącza światłowodowego. W przypadku wykrycia awarii łącza komunikacja jest przełączana na port czuwania. Gdy wykryte łącze portu podstawowego jest dobre, komunikacja jest przełączana z powrotem na podstawowy, a port zapasowy wraca do trybu czuwania.

Uwaga:

172.17.X.X/16 oraz 172.18.X.X/16 to zarezerwowane adresy IP.

18.5.1 OBSŁUGIWANE PROTOKOŁY I FUNKCJE

Jednym z kluczowych wymagań komunikacji nadmiarowej podstawcji jest redundancja „bezuderzeniowa”. Oznacza to możliwość przechodzenia z jednej ścieżki komunikacji na drugą bez zauważalnych konsekwencji. Wcześniejsze standardowe protokoły nie były w stanie sprostać wysokim wymaganiom dostępności sieci do rozwiązań automatyzacji podstawcji.

Czasy przełączania były niedopuszczalnie długie. Z tego powodu firmy opracowały zastrzeżone protokoły. Ostatnio jednak opracowano i ratyfikowano standardowe protokoły, które obsługują redundancję bez uderzeń (mianowicie PRP i HSR).

Multilin Agile w wersji 02 i nowszych obsługuje nadmiarowy Ethernet. Dostępne są warianty do każdego z poniższych protokołów:

- Protokół redundancji równoległej PRP
- HSR- układ sieć redundantnej
- LLA (funkcja ostrzeżenia o utracie łącza)

Standardy PRP oraz HSR są standardami otwartymi, zatem ich implementacja jest kompatybilna z każdym standardowym urządzeniem PRP lub HSR. PRP zapewnia płynną redundancję.

Uwaga:

Wymagany protokół należy wybrać w momencie składania zamówienia.

18.5.2 PROTOKÓŁ REDUNDANCJI RÓWNOLEGŁEJ (PRP)

Protokół PRP (protokół redundancji równoległej) zdefiniowano w IEC 62439-3. Protokół PRP zapewnia płynną redundancję i spełnia najbardziej wymagające potrzeby związane z automatyką podstacji. Implementacja PRP REB jest kompatybilna z każdym standardowym urządzeniem PRP.

PRP wykorzystuje dwie niezależne sieci Ethernet działające równolegle. Systemy PRP są projektowane w taki sposób, aby nie było wspólnego punktu awarii między dwiema sieciami, więc sieci mają niezależne źródła zasilania i nie są ze sobą bezpośrednio połączone.

Urządzenia przeznaczone do zastosowań PRP mają dwa porty podłączone do dwóch oddzielnych sieci i są nazywane węzłami dołączonymi podwójnie (DAN). Urządzenie DAN ma dwa porty, jeden adres MAC i jeden adres IP.

Węzeł nadawczy powiela każdą ramkę i przesyła je przez obie sieci. Węzeł odbiorczy przetwarza ramkę, która dotarła jako pierwsza, i ignoruje kopię. Dlatego nie ma rozróżnienia pomiędzy ścieżką roboczą i ścieżką rezerwową. Węzeł odbiorczy sprawdza, czy wszystkie ramki docierają w kolejności oraz czy ramki są poprawnie odbierane na obu portach.

Urządzenia takie jak drukarki, które mają pojedynczy port Ethernet, mogą zostać podłączone do dowolnej sieci, ale nie będą bezpośrednio korzystać z zasad PRP. Takie urządzenia są nazywane węzłami dołączonymi pojedynczo (SAN). W przypadku urządzeń z pojedynczym portem Ethernet, które muszą łączyć się z obiema sieciami LAN, można to osiągnąć poprzez stosowanie skrzynek redundancyjnych Ethernet (czasami w skrócie nazywanych RedBox). Urządzenia z pojedynczym portem Ethernet, które łączą się z obiema sieciami LAN za pomocą skrzynek RedBox, są znane jako Virtual DAN (VDAN).

Poniższy rysunek podsumowuje łączność DAN, SAN, VDAN, LAN i RedBox.

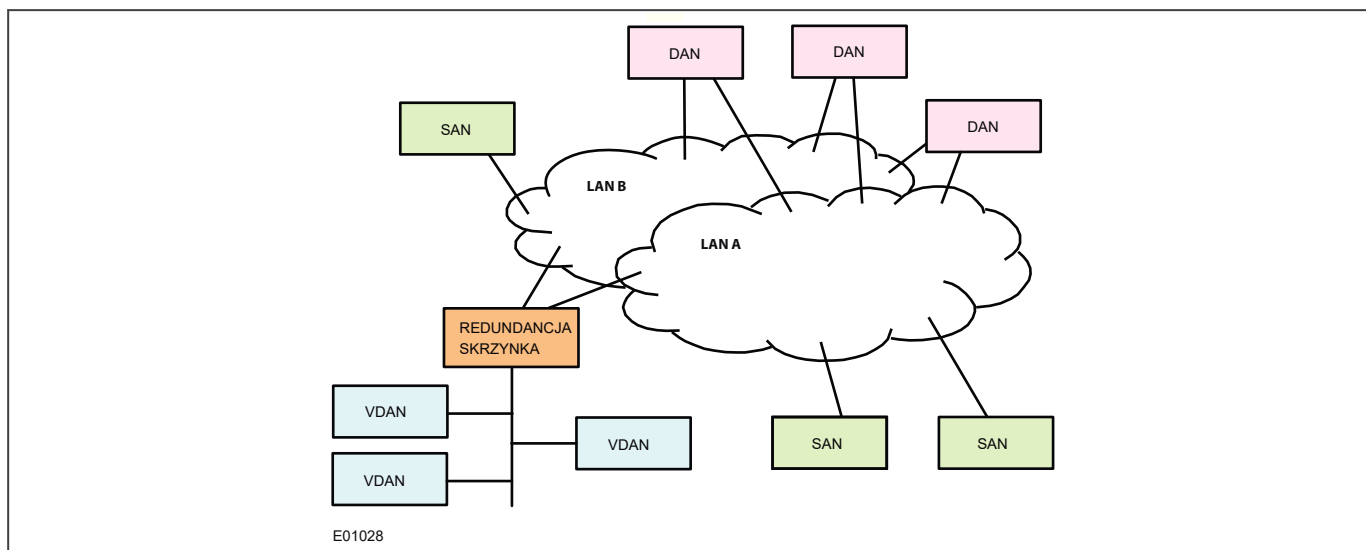


Figure 187: Urządzenie IED podłączone do oddzielnych sieci LAN

W urządzeniu DAN oba porty mają ten sam adres MAC, więc to nie ma wpływu na sposób komunikacji pomiędzy urządzeniami w sieci Ethernet (protokół rozróżniania adresów – Address Resolution Protocol w warstwie 2). Wszystkie ramki danych są widoczne dla obu portów.

Gdy urządzenie DAN wysyła ramkę danych, ramka zostaje powielona na obu portach a tym samym na obu segmentach sieci LAN. Dzięki temu powstaje redundanтна ścieżka dla ramki danych w razie usterki jednego z segmentów. W normalnych warunkach oba segmenty sieci LAN działają i każdy port odbiera jednakowe ramki.

Wyboru PRP w urządzeniu można dokonać poprzez wskazanie *PRP* w ustawieniu **ETH2 Operation** (Działanie ETH2) w ścieżce: **SETPPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\ETHERNET\ETHERNET 2**.

Jeśli wybrana zostanie opcja PRP (protokół redundancji równoległej), ETH2 (port A) i ETH3 (port B) są sparowanymi portami, używają tego samego adresu MAC ETH2 i łączą informacje w warstwie łącza. W tym trybie

pracy oba porty są połączone dwoma różnymi przełącznikami na LANA i LANB. Przełącznik przetwarza pierwszą odebraną ramkę, przekazując pakiet do wyższych warstw, i odrzuca zduplikowaną ramkę, korzystając z usługi LRE (jednostka nadmiarowości łącza) w warstwie 2. Po odebraniu ramki z sieci usługa LRE przekazuje pierwszą odebraną ramkę pary do wyższych warstw po usunięciu RCT i odrzuca duplikat. Po odebraniu ramki z górnych warstw węzła usługa LRE dołącza RCT i wysyła ramkę przez oba porty. Głównym trybem działania PRP jest tryb odrzucenia duplikatu, a tryb akceptacji duplikatu nie jest obsługiwany.

18.5.3 PROTOKÓŁ PŁYNNEJ REDUNDANCJI O WYSOKIEJ DYSPOZYCYJNOŚCI (ANG. HSR – HIGH-AVAILABILITY SEAMLESS REDUNDANCY).

Protokół HSR został unormowany w standardzie IEC 62439-3 (punkt 5) do zastosowania w sieciach o topologii pierścienia. Podobnie jak protokół PRP, HSR zapewnia płynną redundancję i spełnia najbardziej wymagające potrzeby związane z automatyką podstacji. Protokół HSR stał się standardem odniesienia dla sieci o topologii pierścienia w środowisku stacji elektroenergetycznych. Implementacja układu redundantnej komunikacji Ethernet (REB) w protokole HSR jest kompatybilna z każdym standardowym urządzeniem HSR.

HSR działa w taki sposób, że każde urządzenie podłączone w pierścieniu jest podwójnie podłączonym węzłem transmitującym dane po protokole HSR (określanym jako DANH). Podobnie jak w protokole PRP, pojedynczo podłączone węzły takie jak drukarki są połączone za pomocą skrzynek redundancyjnych Ethernet (Ethernet Redundancy Boxes – RedBox).

Aby wybrać HSR w urządzeniu, należy wskazać HSR w ustawieniu **ETH2 Operation** w ścieżce **SETPOINTS \DEVICE\COMMUNICATIONS\ETHERNET\ETHERNET 2**

Po ustawieniu na HSR (protokół bezproblemowej redundancji wysokiej dostępności) porty ETH2 (PortA) i ETH3 (PortB) są sparowane i używają tego samego adresu MAC ETH2. W tym trybie wszystkie uczestniczące urządzenia są połączone w topologii pierścienia i w stanie normalnym (stan bezawaryjny) obie identyczne ramki dotrą do urządzenia docelowego w określonym odstępie czasu, a pierwsza ramka zostanie wysłana w górę stosu OSI do aplikacji docelowej, podczas gdy druga zostanie odrzucona. Po odebraniu ramki, która jest przeznaczona do przekaznika z sieci, przełącznik przetwarza pierwszy odebrany pakiet, usuwając znacznik HSR i odrzucając duplikat.

18.5.3.1 TOPOLOGIA HSR MULTICAST

Gdy urządzenie DANH wysyła ramkę typu multicast, ramka (ramka C) jest kopiowana (ramka A i ramka B), a każdej skopiowanej ramce A/B przypisywany jest docelowy adres MAC oraz numer sekwencyjny. Ramki A i B różnią się od siebie tylko swoimi numerami sekwencyjnymi – co umożliwia odróżnienie jednej kopii od drugiej. Każda ramka jest wysyłana do sieci przez oddzielny port. Docelowe urządzenie DANH odbiera dwie identyczne ramki, usuwa tag HSR z pierwszej ramki, którą otrzymał, a następnie transmituje ją (ramkę D) dalej w celu przetworzenia. Druga ramka zostaje odrzucona. Węzły przekierowują ramki z jednego portu na drugi, chyba że był to węzeł, który wprowadził ramkę na pierścień.

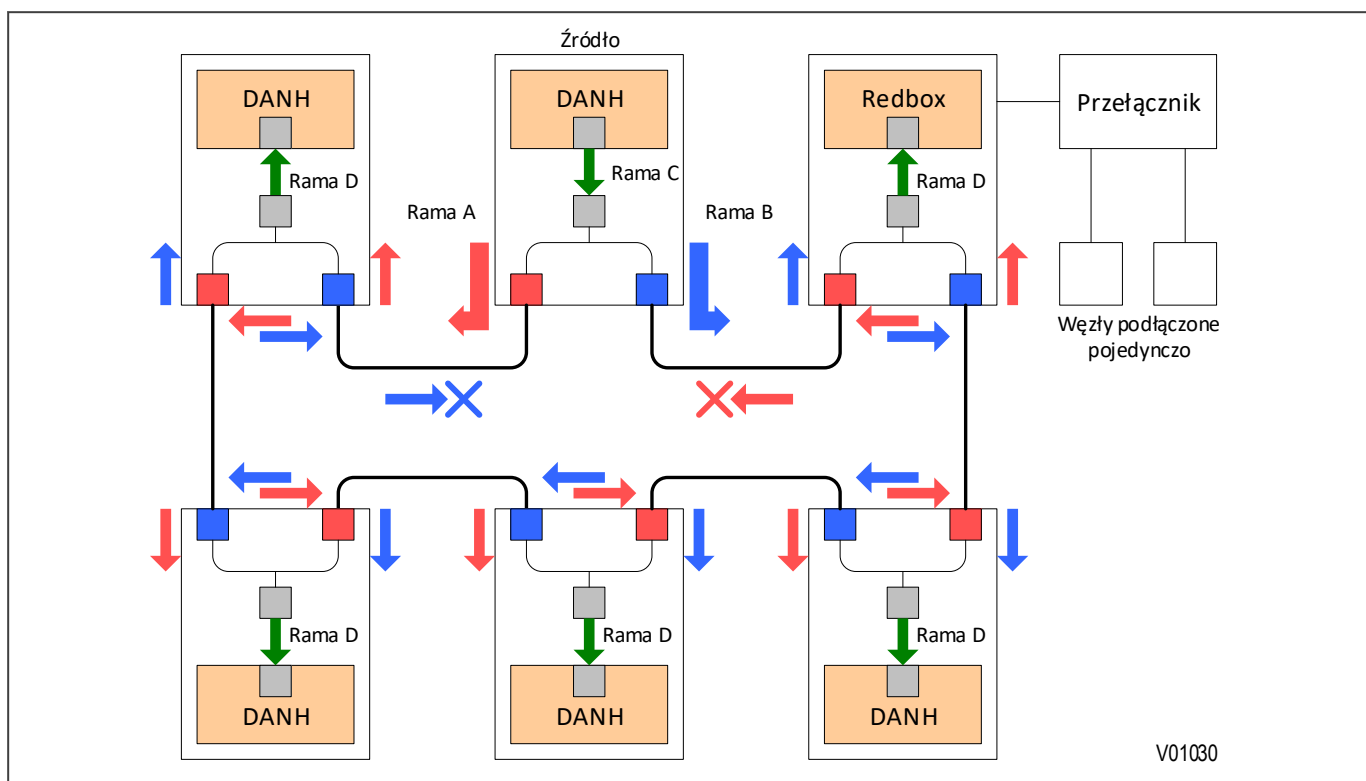


Figure 188: Topologia HSR Multicast

Jedynie mniej więcej połowa szerokości pasma sieci jest dostępna w protokole HSR dla ramek typu multicast lub broadcast, ponieważ obie zduplikowane ramki A i B krążą po całym pierścieniu.

18.5.3.2 TOPOLOGIA HSR UNICAST

W przypadku ramek typu unicast istnieje tylko pojedynczy odbiorca i ramka wysyłana jest wyłącznie do niego. Wszystkie urządzenia – poza urządzeniem odbiorcy – przekazują ramki dalej (nie czytając jej zawartości). Nie przetwarzają ich w żaden sposób. Innymi słowy, ramki D są tworzone wyłącznie dla odbiorczego urządzenia DANH. Zilustrowano to poniżej.

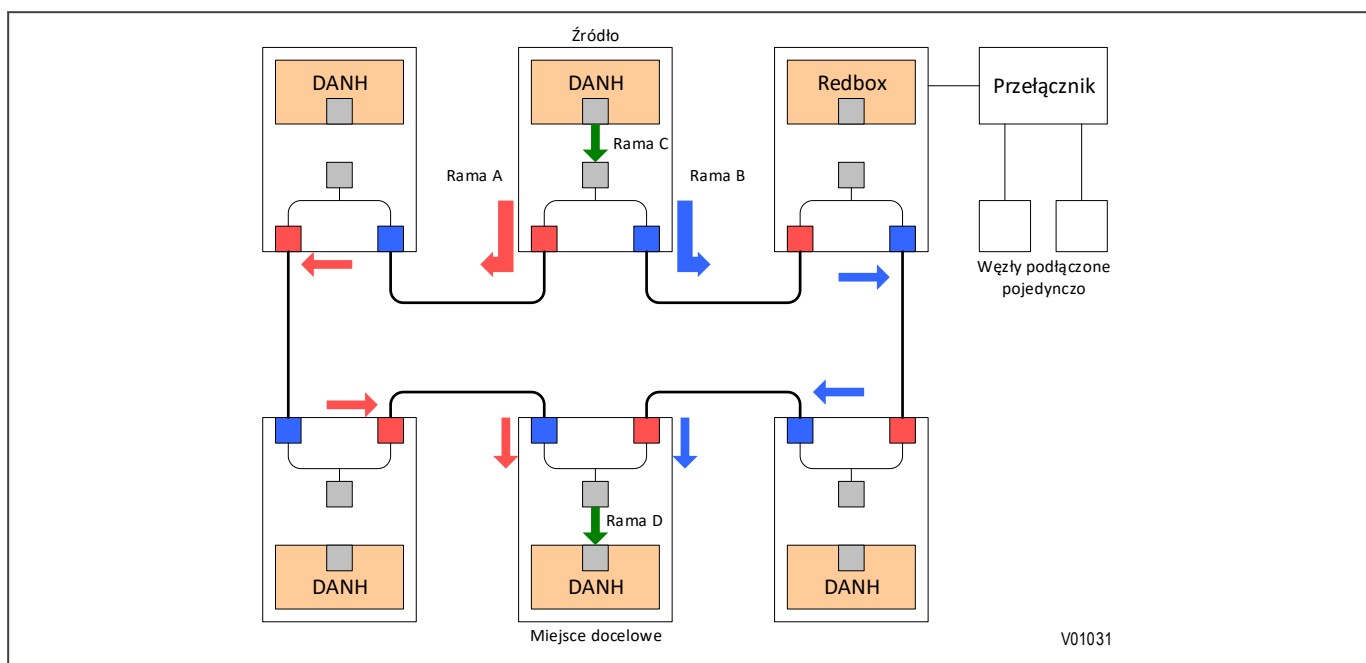


Figure 189: Topologia HSR Unicast

W przypadku ramek typu unicast cała szerokość pasma jest dostępna, ponieważ obie ramki A oraz B zatrzymują się przy węźle docelowym.

18.5.4 FUNKCJA OSTRZEŻENIA O UTRACIE ŁĄCZA (LLA)

Funkcja ostrzeżenia o utracie łącza (ang. Link Loss Alert, LLA) wykrywa awarię łącza światłowodowego. W przypadku wykrycia awarii łącza komunikacja jest przełączana na port czuwania. Gdy wykryte łącze portu podstawowego jest dobre, komunikacja jest przełączana z powrotem na podstawowy, a port zapasowy wraca do trybu czuwania.

Aby włączyć LLA w urządzeniu, należy wskazać **LLA** w ustawieniu **ETH2 Operation** w ścieżce **SETPOINTS \DEVICE\COMMUNICATIONS\ETHERNET\ETHERNET 2**.

Po ustawieniu „LLA” ETH2 i ETH3 będą używać ustawień adresów MAC i IP ETH2. W tym trybie ETH3 jest w trybie czuwania i nie komunikuje się aktywnie w sieci Ethernet, ale będzie monitorować swoje łącze. Jeśli LLA ETH2 wykryje problem z łączem, komunikacja jest przełączana na ETH3. ETH3 działa w efekcie jako nadmiarowe lub zapasowe łącze do sieci dla ETH2. Gdy ETH2 wykryje, że łącze jest dobre, komunikacja automatycznie przełącza się z powrotem na ETH2, a ETH3 przełącza się z powrotem w tryb czuwania.

18.6 PROTOKOŁY DANYCH

Urządzenia mogą obsługiwać różne protokoły danych, dzięki czemu mogą znaleźć zastosowanie w różnych gałęziach przemysłów i aplikacjach. Konkretny protokół danych obsługiwany przez konkretny produkt zależy od jego zastosowania, ale w poniższej tabeli podano typowo dostępne protokoły.

Protokoły danych SCADA

Protokół danych	Protokół warstwy 1	Opis
Modbus	RS485, Ethernet	Standard komunikacji SCADA opracowany przez firmę Modicon.
IEC 60870-5-103	RS485	Komunikacja SCADA – standardy IEC
DNP 3.0	RS485, Ethernet	Standard komunikacji SCADA opracowany przez firmę Harris. Używany głównie w Ameryce Północnej.
IEC 61850	Ethernet	Standard IEC dotyczący automatyki podstacji. Ułatwienie uzyskiwania interoperacyjności.

Powiązanie tych protokołów z protokołami warstwy fizycznej niższego poziomu jest następujące:

Protokoły danych	Modbus RTU DNP3 Serial IEC 60870-5-103	Modbus TCP DNP3oE IEC 61850		
Warstwa łącza danych	EIA(RS)485	Ethernet	USB	
Warstwa fizyczna	Skretka			

18.6.1 IEC 60870-5-103

Specyfikacja IEC 60870-5-103 (Sprzęt i systemy do sterowania zdalnego, część 5, punkt 103: Protokoły transmisji) określa stosowanie norm IEC 60870-5-1 do IEC 60870-5-5 opracowanych na potrzeby komunikacji ze sprzętem ochronnym.

Ten rozdział omawia zastosowanie normy IEC 60870-5-103 w odniesieniu do urządzeń IED Multilin Agile. Nie jest to opis samej normy. Poziom wiedzy zawartej w tym punkcie oparto na założeniu, że czytelnik zna już normę IEC 60870-5-103.

Ten rozdział zawiera informacje wystarczające do zrozumienia standardu na poziomie potrzebnym większości użytkowników.

Interfejs IEC 60870-5-103 jest układem typu master/slave, w którym urządzenie zabezpieczające pełni funkcję podrzędną (slave). Mapa punktów dla IEC 60870-5-103 różni się od tej używanej przez protokół DNP 3.0.

Przyczyna transmisji

Przyczyną transmisji jest liczba całkowita bez znaku, która przyjmuje jedną z wartości określonych w poniższych tabelach:

W kierunku monitorowania

<1>	Spontaniczna
<2>	Cykliczna
<3>	Resetowanie bitu liczby ramek (FCB)
<4>	Resetowanie jednostki komunikacyjnej (CU)
<5>	Start / Ponowne uruchomienie
<6>	Włączenie
<8>	Synchronizacja czasu

<9>	Odpytywanie ogólne
<10>	Zakończenie odpytywania ogólnego
<20>	Pozytywne potwierdzenie polecenia
<21>	Brak potwierdzenia polecenia

W kierunku sterowania

<8>	Synchronizacja czasu
<9>	Inicjacja odpytywania ogólnego
<20>	Polecenie ogólne

18.6.1.1 POŁĄCZENIE FIZYCZNE ORAZ WARSTWA ŁĄCZA

W przypadku IEC 60870-5-103 istnieje tylko jedna opcja:

- Tylne porty szeregowo 1 i 2 (*) do stałego połączenia SCADA przez RS485

Uwaga:

DNP3 Serial, IEC 60870-5-103 i Modbus RTU nie mogą być jednocześnie włączone na porcie szeregowym RS485. Można jednak włączyć DNP3oE i być w stanie pracować z Modbus TCP na sieci Ethernet oraz włączyć IEC 60870-5-103 na szeregowym RS485.

Adres IED i szybkość transmisji można wybrać za pomocą menu na panelu przednim lub za pomocą odpowiedniej aplikacji, takiej jak EnerVista Configuration.

Uwaga:

Opcje oznaczone gwiazdką () to funkcje zależne od Cortec. Te, które nie są oznaczone (*), są dostępne w przypadku wszystkich opcji zamawiania. Więcej szczegółów zawiera załącznik z opcjami zamawiania.*

18.6.1.2 INICJOWANIE

Za każdym razem, gdy urządzenie jest podłączone lub gdy parametry komunikacji są zmienione, należy wydać polecenie resetujące w celu zainicjowania komunikacji. Urządzenie odpowie na jedno z dwóch poleceń resetowania: Reset CU (Reset modułu komunikacyjnego) lub Reset FCB (reset bitu zliczania ramek). Różnica pomiędzy tymi poleceniami polega na tym, że polecenie Reset CU usunie niewysłane komunikaty z bufora transmisji, a polecenie Reset FCB nie usunie żadnego komunikatu.

Urządzenie odpowie na polecenie resetowania komunikatem identyfikacyjnym ASDU 5. Powód transmisji (COT) dla tej odpowiedzi to albo Reset CU, albo Reset FCB, w zależności od natury polecenia resetującego. Zawartość ASDU 5 opisano w rozdziale dokumentu Baza danych menu poświęconym normie IEC 60870-5-103, którą można osobno otrzymać od firmy GE Vernova.

18.6.1.3 SYNCHRONIZACJA CZASU

Czas i data mogą być ustawiane na pomocą funkcji synchronizacji czasu protokołu IEC 60870-5-103. Urządzenie przeprowadza korektę opóźnienia transmisji zgodnie z IEC 60870-5-103. Jeśli komunikat o synchronizacji czasu jest wysyłany jako komunikat wyslij/potwierdź, urządzenie odpowiada komunikatem potwierdzającym. Zdarzenie klasy 1 synchronizacji czasu generowane jest zarówno, gdy komunikat o synchronizacji czasu wysłany został jako komunikat wyslij/potwierdź, jak i jako komunikat rozgłoszeniowy (wyslij / brak odpowiedzi).

18.6.1.4 INTEROPERACYJNOŚĆ IEC103

Interfejs IEC60870-5-103 jest układem typu master/slave, w którym urządzenie zabezpieczające pełni funkcję podrzędną (slave). W tym punkcie opisano implementację protokołu podrzędnego IEC 60870-5-103 w IED.

Warstwa fizyczna

Interfejs elektryczny

X	EIA RS-485
32	Liczba wczytań na jedno urządzenie zabezpieczające

Interfejs optyczny

	Włókno szklane
	Włókno z tworzywa sztucznego
	Łącznik typu F-SMA
	Łącznik typu BFOC/2,5

Prędkość transmisji

X	9600 bitów/s
X	19200 bitów/s
X	38400 bitów/s
X	57600 bitów/s
X	115200 bitów/s

Warstwy łączy

Nie ma możliwości wyboru warstwy łączy.

Warstwa aplikacji

Tryb transmisji danych aplikacji

Tryb 1 (najpierw najmniej znaczący oktet), zgodnie z definicją w punkcie 4.10 normy IEC 60870-5-4, jest używany wyłącznie w tym standardzie uzupełniającym.

Wspólny adres ASDU

X	Jeden WSPÓLNY ADRES ASDU (identyczny z adresem stacji)
	Więcej niż jeden WSPÓLNY ADRES ASDU

Wybór standardowych numerów informacyjnych w kierunku monitorowania

Funkcje systemu w kierunku monitorowania

	INF	Semantyka

X	<0>	Koniec odpytywania ogólnego
X	<0>	Synchronizacja czasu
X	<2>	Reset FCB
X	<3>	Reset CU
X	<4>	Start / Ponowne uruchomienie
X	<5>	Włączenie

Wskazania stanu w kierunku monitorowania

Wskazania stanu w kierunku monitorowania nie są wybierane w tabeli, ale można je skonfigurować w ustawieniach **SETPPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\IEC103 PT LISTS\BINARY INPUTS**.

	INF	Semantyka
	<16>	Funkcja samoczynnego ponownego załączania aktywna
	<17>	Telezabezpieczenia aktywne
	<18>	Ochrona aktywna
	<19>	Resetowanie LED
	<20>	Zablokowany kierunek monitorowania
	<21>	Tryb Testowy
	<22>	Ustawianie parametrów lokalnych
	<23>	Charakteryst. 1
	<24>	Charakteryst. 2
	<25>	Charakteryst. 3
	<26>	Charakteryst. 4
	<27>	Wejście pomocnicze 1
	<28>	Wejście pomocnicze 2
	<30>	Wejście pomocnicze 4
	<29>	Wejście pomocnicze 3

Wskazania nadzoru w kierunku monitorowania

Wskazania nadzoru w kierunku monitorowania nie są wybierane w tabeli, ale można je skonfigurować w ustawieniach **SETPPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\IEC103 PT LISTS\BINARY INPUTS**.

	INF	Semantyka
	<32>	Nadzór nad wielkościami mierzonymi I

<33>	Nadzór nad wielkościami mierzonymi V
<35>	Nadzór nad kolejnością faz
<36>	Nadzór nad obwodem wyzwalania
<37>	Operacja zapasowa I>>
<38>	Awaria bezpiecznika przekładnika napięciowego
<39>	Zakłócenie teleochrony
<46>	Ostrzeż Grupa
<47>	Alarm Grupa

Wskazania zwarcia doziemnego w kierunku monitorowania

INF	Semantyka
<48>	Zwarcie doziemne L1
<49>	Zwarcie doziemne L2
<50>	Zwarcie doziemne L3
<51>	Zwarcie doziemne kierunek do przodu, tj. linia
<52>	Zwarcie doziemne kierunek w tył, tj. szyna zbiorcza

Wskazania zwarcia w kierunku monitorowania

Wskazania zwarcia w kierunku monitorowania nie są wybierane w tabeli, ale można je skonfigurować w ustawieniach **SETPPOINTS\DEVICE COMMUNICATIONS\IEC103 PT LISTS\BINARY INPUTS**.

INF	Semantyka
<64>	Start/pobudzenie L1
<65>	Start/pobudzenie L2
<66>	Start/pobudzenie L3
<67>	Start/pobudzenie N
<68>	Wyzwolenie ogólne
<69>	Wyzwolenie L1
<70>	Wyzwolenie L2
<71>	Wyzwolenie L3
<72>	Wyzwolenie I>> (operacja zapasowa)
<73>	Lokalizacja zwarcia X w omach

<74>	Zwarcie kierunek do przodu / linia
<75>	Odwroćenie zwarcia / szyna zbiorcza
<76>	Przesyłany sygnał telezabezpieczeń
<77>	Odebrany sygnał teleochrony
<78>	Strefa 1
<79>	Strefa 2
<80>	Strefa 3
<81>	Strefa 4
<82>	Strefa 5
<83>	Strefa 6
<84>	Ogólny start/pobudzenie
<85>	Awaria wyłącznika
<86>	System pomiarowy wyzwolenia L1
<87>	System pomiarowy wyzwolenia L2
<88>	System pomiarowy wyzwolenia L3
<89>	System pomiarowy wyzwolenia E
<90>	Wyzwolenie I>
<91>	Wyzwolenie I>>
<92>	Zad. IN>
<93>	Wyzwolenie IN>>

Wskazania samoczynnego ponownego załączenia w kierunku monitorowania

Wskazania samoczynnego ponownego załączenia w kierunku monitorowania nie są wybierane w tabeli, ale można je skonfigurować w ustawieniach **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\IEC103 PT LISTS\BINARY INPUTS**.

INF	Semantyka
<128>	Wyłącznik włączony przez SPZ
<129>	Wyłącznik włączony przez długotrwałe SPZ
<130>	SPZ Zablokowany

Wielkości mierzone w kierunku monitorowania

Wielkości mierzone w kierunku monitorowania nie są wybierane w tabeli, ale można je skonfigurować w ustawieniach **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\IEC103 PT LISTS\MEASURANDS**.

	INF	Semantyka
	<144>	Wielkość mierzona I
	<145>	Wielkości mierzone I, V
	<146>	Wielkości mierzone I, V, P, Q
	<147>	Wielkości mierzone In, Ven
	<148>	Wielkości mierzone IL123, VL123, P, Q, f

Funkcje ogólne w kierunku monitorowania

	INF	Semantyka
	<240>	Odczytywanie nagłówków wszystkich zdefiniowanych grup
	<241>	Odczytywanie wartości lub atrybutów wszystkich wpisów w jednej grupie
	<243>	Odczytywanie katalogu pojedynczego wpisu
	<244>	Odczytywanie wartości lub atrybutu pojedynczego wpisu
	<245>	Koniec odpytywania ogólnego danych ogólnych
	<249>	Zapis wpisu z potwierdzeniem
	<250>	Zapis wpisu z wykonaniem
	<251>	Zapis wpisu przerwany

Wybór standardowych numerów informacyjnych w kierunku sterowania

Funkcje systemu w kierunku sterowania

	INF	Semantyka
X	<0>	Inicjacja odpytywania ogólnego
X	<0>	Synchronizacja czasu

Polecenia ogólne w kierunku sterowania

Polecenia ogólne w kierunku sterowania nie są wybierane w tabeli, ale można je skonfigurować w ustawieniach **SETPPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\IEC103 PT LISTS\COMMANDS**.

	INF	Semantyka
	<16>	Reklozer automatyczny wł./wyl.
	<17>	Włączenie/wyłączenie telezabezpieczeń
	<18>	Włączenie/wyłączenie ochrony
	<19>	Resetowanie LED

	<23>	Aktywacja charakterystyki 1
	<24>	Aktywacja charakterystyki 2
	<25>	Aktywacja charakterystyki 3
	<26>	Aktywacja charakterystyki 4

Funkcje ogólne w kierunku sterowania

	INF	Semantyka
	<240>	Odczytywanie nagłówków wszystkich zdefiniowanych grup
	<241>	Odczytywanie wartości lub atrybutów wszystkich wpisów w jednej grupie
	<243>	Odczytywanie katalogu pojedynczego wpisu
	<244>	Odczytywanie wartości lub atrybutu pojedynczego wpisu
	<245>	Odpytywanie ogólne danych ogólnych
	<248>	Zapis wpisu
	<249>	Zapis wpisu z potwierdzeniem
	<250>	Zapis wpisu z wykonaniem
	<251>	Przerwanie zapisu wpisu

Podstawowe funkcje aplikacji

	Tryb Testowy
	Blokowanie kierunku monitorowania
X	Dane zakłóceń
	Usługi ogólne
	Dane prywatne

Różne

Wielkość mierzona	Maks. MVAL = razy wartość znamionowa		
	1,2	lub	2,4
Prąd L1			X
Prąd L2			X
Prąd L3			X
Napięcie L1-E			X

Napięcie L2-E			X
Napięcie L3-E			X
Moc czynna P			X
Moc bierna Q			X
Częstotliwość f			X
Napięcie L1-L2			X

18.6.1.5 POZIOM APLIKACJI IEC 60870-5-103

Funkcje aplikacji

Niesymetryczny tryb transmisji protokołu jest używany w celu uniknięcia sytuacji, w której więcej niż jedno urządzenie zabezpieczające próbuje transmitować na kanale w tym samym czasie, przez tylny port RS485.

Dane są przesyłane do stacji podstawowej lub sterowania (master) przy użyciu zasady „akwizycji danych przez odpytywanie”. Cyklicznie urządzenie nadrzędne żąda danych klasy 2 do stacji podrzędnej (slave). Gdy slave ma oczekujące dane klasy 1 (wysoki priorytet), bit sterujący ACD jest ustawiony na 1, co wymaga, aby master zażądał tych danych. Od czasu do czasu master może wysłać odpytywanie ogólne w celu zaktualizowania całej bazy danych.

Wielkości mierzone są wysyłane do stacji podstawowej jako odpowiedź na żądanie klasy 2. Istnieje ustawienie (0–60 min) w celu skonfigurowania żadanego odstępu czasu, gdzie 0 oznacza transmisję tak szybką, jak to możliwe.

Obsługiwane są następujące interfejsy:

- Inicjowanie
- Odpytywanie ogólne
- Synchronizacja
- Transmisja poleceń

Identyfikacja typu

Implementowane wartości identyfikacji typu (TYPE IDENTIFICATION UI8 [1...8] <1...255>) wymieniono poniżej:

<1...31>	Definicje tego standardu uzupełniającego (zakres kompatybilny)
<32...255>	Do użytku specjalnego (zakres prywatny)

Informacje w kierunku monitorowania

<1>	Wiadomość oznaczona godziną
<3>	Wielkości mierzone I
<5>	Identyfikacja
<6>	Synchronizacja czasu
<8>	Zakończenie odpytywania ogólnego
<9>	Wielkości mierzone II

Informacje w kierunku sterowania

<6>	Synchronizacja czasu
<7>	Odpytywanie ogólne
<20>	Polecenie ogólne

Typ funkcji

Implementowane wartości typu funkcji (FUNCTION TYPE UI8 [1...8] <0...255>) wymieniono poniżej:

0...127>	Zakres prywatny
<128...129>	Zakres kompatybilny
<130...143>	Zakres prywatny
<144...145>	Zakres kompatybilny
<146...159>	Zakres prywatny
<160...161>	Zakres kompatybilny
<162...175>	Zakres prywatny
<176...177>	Zakres kompatybilny
<178...191>	Zakres prywatny
<192...193>	Zakres kompatybilny
<194...207>	Zakres prywatny
<208...209>	Zakres kompatybilny
<210...223>	Zakres prywatny
<224...225>	Zakres kompatybilny
<240...241>	Zakres kompatybilny
<242...253>	Zakres prywatny
<254...255>	Zakres kompatybilny

Urządzenie IED Multilin Agile jest identyfikowane na poziomie protokołu jako „zabezpieczenie nadprądowe”, więc typ funkcji <160> jest używany dla wszystkich punktów cyfrowych i analogowych proponowanych przez normę i odwzorowywanych na tym profilu. W przypadku innych danych obsługiwanych przez urządzenie numer można ustawić z zakresu prywatnego.

Numer informacji

Implementowane wartości numeru informacji (INFORMATION NUMBER UI8 [1...8] <0...255>) podano poniżej:

Informacje w kierunku monitorowania

<0...15>	Funkcje systemowe
<16...31>	Stan
<32...47>	NADZOR
<48...63>	Zwarcie doziemne
<64...127>	Zwarcie
<128...143>	Samoczynne ponowne załączenie
<144...159>	Wielkości mierzone
<160...239>	Nie używany
<240...255>	Funkcje ogólne

Informacje w kierunku sterowania

<0...15>	Funkcje systemowe
<16...31>	Polecenia ogólne
<240...255>	Funkcje ogólne

Uwaga:

Zmiany w ustawieniach IEC 60870-5-103 w **SETPPOINT/DEVICE/COMMUNICATIONS/IEC 60870-5-103, IEC103 PT LISTS, IED103DISTRECORD** zaczynają obowiązywać dopiero po ponownym uruchomieniu urządzenia IED.

18.6.2 DNP 3.0

W tym punkcie opisano sposób zastosowania protokołu DNP 3.0 w produkcie. Nie jest to opis samego protokołu. Poziom wiedzy zawartej w tym punkcie oparto na założeniu, że czytelnik zna już protokół DNP 3.0.

Aby uzyskać bardziej szczegółowe informacje na temat protokołu DNP 3.0, należy zapoznać się z dokumentacją dostępną w grupie użytkowników. Dokument charakterystyki urządzenia zawiera niezbędne szczegóły związane z implementacją DNP 3.0. Jest to dokument opisujący standard DNP 3.0 oraz określający obsługiwane obiekty, odmiany i kwalifikatory. Dokument charakterystyki urządzenia określa, które dane są dostępne z urządzenia wykorzystującego DNP 3.0. IED działa jako urządzenie podrzędne (slave) DNP 3.0.

Protokół DNP 3.0 jest definiowany i zarządzany przez grupę użytkowników DNP. W celu uzyskania dalszych informacji na temat DNP 3.0 oraz specyfikacji protokołu prosimy zapoznać się z witryną internetową DNP (www.dnp.org).

18.6.2.1 POŁĄCZENIE FIZYCZNE ORAZ WARSTWA ŁĄCZA

Protokół DNP 3.0 może być używany z dwoma protokołami warstwy fizycznej: EIA(RS)485 lub Ethernet.

Dostępnych jest kilka opcji połączeń dla DNP 3.0

- DNP3 szeregowy: tylny port szeregowy 1 – do stałego połączenia SCADA przez RS485
- DNP3oE: tylny port ethernetowy RJ45 – do stałego połączenia ethernetowego SCADA

Dzięki DNP3 Over Ethernet można skonfigurować maksymalnie 2 klientów.

Adres inteligentnego urządzenia elektronicznego i szybkość transmisji można wybrać za pomocą menu na panelu przednim lub za pomocą oprogramowania konfiguracyjnego.

W przypadku interfejsu szeregowego format danych jest następujący: jeden bit startu, osiem bitów danych, jeden bit stopu i opcjonalny, konfigurowalny bit parzystości.

Binarne dane wejściowe

Binarne dane wejściowe są używane do monitorowania operacji urządzenia dwustanowego, takich jak położenie wyłącznika. Użytkownik może skonfigurować do 96 wejść binarnych. Wszystkie wejścia binarne są konfigurowane na podstawie sygnałów edytora równań FlexLogic.

Binarne dane wyjściowe

Binarne dane wyjściowe są używane do sterowania urządzeniami dwustanowymi, np. do otwierania i zamykania wyłącznika. Urządzenie IED można skonfigurować tak, aby obsługiwało do 32 wyjść binarnych. Wyjścia binarne klienta są mapowane do listy wejść wirtualnych i cewek. Należy pamiętać, że liczba wyjść binarnych/sterowania jest konfigurowalna. Z łącznej liczby skonfigurowanych wyjść użytkownik może skonfigurować podzbiór, który obsługuje sterowanie dwupunktowe.

Dla IEC 60870-5-103 istnieje tylko jedna opcja: analogowe dane wejściowe.

Analogowe dane wejściowe są używane do monitorowania sygnałów analogowych, takich jak napięcia, prądy i moc. Urządzenie ma 32 punkty analogowe.

Analogowe dane wyjściowe

Nie są obsługiwane przez to urządzenie.

Sygnatury czasowe

Dane wejściowe zliczania

Dane wejściowe zliczania mogłyby reprezentować łączną liczbę, np. kilowatogodziny energii. Urządzenie Multilin Agile ma 16 danych wejściowych zliczania.

Numery obsługiwanych obiektów		
Obiekt	Typ danych DNP	Multilin Agile
1	Stan wejścia binarnego	Operandy FlexLogic przypisane przez użytkownika
2	Zmiana wejść binarnych od ostatniego odczytu	
10	Stan wyjścia binarnego do monitorowania	Przypisane przez użytkownika wejścia wirtualne i/lub polecenia (klient patrzy tylko na stan)
12	Blok wyjściowy przekaźnika	Przypisane przez użytkownika wejścia wirtualne i/lub polecenia (klient może zapisać określoną przez użytkownika liczbę wyjść przekaźnika sterującego)
20	Wartość licznika	Liczniki cyfrowe od 1 do 16
21	Zamrożona wartość licznika	
22	Zmiana wartości licznika od ostatniego odczytu	
23	Zmiana zamrożonej wartości licznika od czasu ostatniego odczytu przez klienta	
30	Skonfigurowana przez użytkownika wartość wejścia analogowego	
32	Zmiana skonfigurowanej przez użytkownika wartości wejścia analogowego od czasu ostatniego odczytu przez klienta.	

18.6.2.2 OBIEKT 1, WEJŚCIA BINARNE

Binarne punkty danych wejściowych DNP są konfigurowane w ścieżce: **SETPOINTS\DEVICE\COMMUNICATIONS\DNP POINT LISTS\BINARY INPUTS**. Gdy funkcja zamrażania jest wykonywana na binarnym punkcie licznika, wartość zamrożona jest dostępna w odpowiednim zamrożonym punkcie licznika.

Punkty wejścia binarnego

Statyczny (stan ustalony) obiekt numer: 1

Obiekt zdarzenia zmiany numer: 2

Obsługiwane kody funkcji żądania: 1 (odczyt), 22 (przypisana klasa)

Wariacja statyczna zgłaszana, gdy żądana jest wariacja 0: 2 (wejście binarne ze stanem), konfigurowalna

Wariacja zdarzenia zmiany zgłaszana, gdy żądana jest wariacja 0: 2 (zmiana wejścia binarnego z czasem), konfigurowalna

Szybkość skanowania zdarzenia zmiany: 8 razy w ciągu cyklu systemu elektroenergetycznego

Rozmiar bufora zmiany zdarzenia: 1024

Klasa domyślna dla wszystkich punktów: 1

18.6.2.3 OBIEKT 10, WEJŚCIA BINARNE

Obiekt 10 (wyjścia binarne) zawiera polecenia, które mogą być obsługiwane przez DNP 3.0. Tak więc punkty akceptują polecenia typu włącz impuls (zerowy, wyzwalenie, zamknięcie) oraz wł./wył. blokadę w sposób, który wyszczególniono w profilu urządzenia w odpowiednim dokumencie Baza danych menu i wykonują polecenia raz dla każdego polecenia. Pozostałe pola są ignorowane (kolejka, wyczyść, wyzwalenie/załączanie, w czasie i po czasie).

Numer obiektu: 10

Obsługiwane żądanie kodów funkcji: 1 (odczyt)

Zgłoszona wariacja domyślna, gdy żądana jest wariacja 0: 2 (stan wejścia binarnego)

18.6.2.4 OBIEKT 20, LICZNIKI BINARNE

Poniższe szczegóły zawierają listę zarówno liczników binarnych (obiekt 20), jak i liczników zamrożonych (obiekt 21). Gdy funkcja zamrożenia jest wykonywana w punkcie licznika binarnego, zamrożona wartość jest dostępna w odpowiednim punkcie licznika zamrożonego. Wartości licznika cyfrowego IED są reprezentowane jako 16- lub 32-bitowe liczby całkowite. Protokół DNP 3.0 definiuje liczniki, które mają być liczbami całkowitymi bez znaku. Należy zachować ostrożność przy interpretacji ujemnych wartości liczników.

Liczniki binarne

Statyczny (stan ustalony) obiekt numer: 20

Obiekt zdarzenia zmiany numer: 22

Obsługiwane kody funkcji żądania: 1 (odczyt), 7 (zamrożenie), 8 (zamrożenie brak potwierdzenia), 9 (zamrożenie i wyczyszczenie), 10 (zamrożenie i wyczyszczenie, brak potwierdzenia), 22 (przypisanie klasy)

Wariacja statyczna zgłaszana, gdy żądana jest wariacja 0: 1 (32-bitowy licznik binarny z flagą)

Wariacja zdarzenia zmiany zgłaszana, gdy żądana jest wariacja 0: 1 (licznik 32-bitowy, zdarzenie zmiany bez czasu)

Rozmiar bufora zmiany zdarzenia: 10

Klasa domyślna dla wszystkich punktów: 3

Zamrożone liczniki

Statyczny (stan ustalony) obiekt numer: 21

Obiekt zdarzenia zmiany numer: 23

Obsługiwane żądanie kodów funkcji: 1 (odczyt)

Wariacja statyczna zgłaszana, gdy żądana jest wariacja 0: 1 (32-bitowy licznik binarny z flagą)

Wariacja zdarzenia zmiany zgłaszana, gdy żądana jest wariacja 0: 1 (licznik 32-bitowy, zdarzenie zmiany bez czasu)

Rozmiar bufora zmiany zdarzenia: 10

Klasa domyślna dla wszystkich punktów: 3

Nazwa/opis indeksu punktów liczników binarnych i zamrożonych

0 licznik cyfrowy 1

1 licznik cyfrowy 2

2 licznik cyfrowy 3

3 licznik cyfrowy 4

4 licznik cyfrowy 5

5 licznik cyfrowy 6

6 licznik cyfrowy 7

7 licznik cyfrowy 8

8 licznik cyfrowy 9

9 licznik cyfrowy 10

10 licznik cyfrowy 11

11 licznik cyfrowy 12

12 licznik cyfrowy 13

13 licznik cyfrowy 14

14 licznik cyfrowy 15

15 licznik cyfrowy 16

18.6.2.5 OBIEKT 30, WEJŚCIE ANALOGOWE

Należy zauważyć, że 16-bitowe i 32-bitowe wariacje wejść analogowych są przesyłane przez DNP jako liczby ze znakiem. Nawet w przypadku analogowych punktów wejściowych, które nie są poprawne jako wartości ujemne, maksymalna reprezentacja dodatnia wynosi 32767 dla wartości 16-bitowych i 2147483647 dla wartości 32-bitowych. Jest to wymóg DNP. Strefy nieczułości dla wszystkich punktów wejścia analogowego są w tych samych jednostkach, co ilość wejścia analogowego. Na przykład analogowa wielkość wejściowa mierzona w woltach ma odpowiadający jej próg zadziałania w jednostkach woltów. Dostępne są ustawienia IED, aby ustawić domyślne wartości progu zadziałania zgodnie z typem danych. Strefy nieczułości dla poszczególnych analogowych punktów wejściowych można ustawić za pomocą obiektu 34 DNP.

Uwaga:

1. Domyślna wariacja obiektu dotyczy odpowiedzi wariacji, gdy zażądano wariacji 0 i/lub w przypadku skanów klasy 0, 1, 2 lub 3. Domyślne wariacje obiektów 1, 2, 20, 21, 22, 23, 30 oraz 32 wybierane są poprzez ustawienia przełącznika. To optymalizuje wielkość danych odpytywania klasy 0.
2. Dla obiektów statycznych (zdarzenie bez zmiany) kwalifikatory 17 lub 28 otrzymują odpowiedź tylko wtedy, gdy żądanie jest wysyłane z kwalifikatorami odpowiednio 17 lub 28. W przeciwnym razie żądania obiektów statycznych wysyłane z kwalifikatorami 00, 01, 06, 07, lub 08 będą otrzymywać odpowiedzi z kwalifikatorami 00 lub 01. W przypadku obiektów ze zdarzeniem zmiany kwalifikatory 17 lub 28 zawsze otrzymują odpowiedź.
3. Restarty na zimno są implementowane w taki sam sposób jak restarty na ciepło – urządzenie Multilin Agile nie zostaje uruchomione ponownie, ale proces DNP zostaje zrestartowany.
4. Za zdarzenia uznaje się wyłącznie zmiany wartości punktów binarnych lub analogowych. Zmiany flagi – np. gdy punkt przechodzi z trybu offline do online o tej samej wartości lub dochodzi do zmiany sygnatury czasowej, na przykład jeśli sygnatura czasowa zamrożonych zdarzeń licznika zmienia się bez zmiany wartości – nie są uważane za zdarzenia i nie są zgłaszane do urządzenia nadrzędnego (master) jako zdarzenia.

18.6.2.6 PROFIL URZĄDZENIA DNP 3.0

Ta część opisuje szczególną implementację DNP w wersji 3.0 w urządzeniach IED Multilin Agile firmy GE Vernova.

18.6.2.6.1 DOKUMENT PROFILU URZĄDZENIA DNP 3.0

W poniższej tabelicy przedstawiono profil urządzenia w formacie podobnym do formatu zdefiniowanego w dokumencie definicji podzbiorów DNP 3.0. Chociaż w definicjach podzbiorów DNP 3.0 jest ona określana mianem „dokumentu”, jest to zaledwie jeden element całego przewodnika po interoperacyjności. W zestawieniu z dalszymi tabelami implementacji oraz listą punktów tabela ta powinna stanowić kompletny przewodnik dotyczący interoperacyjności/konfiguracji urządzenia.

W poniższej tabelicy przedstawiono profil urządzenia w formacie podobnym do formatu zdefiniowanego w dokumencie definicji podzbiorów DNP 3.0. Chociaż w definicjach podzbiorów DNP 3.0 jest ona określana mianem „dokumentu”, jest to zaledwie jeden element całego przewodnika po interoperacyjności. W zestawieniu z dalszymi tabelami implementacji oraz listą punktów tabela ta powinna stanowić kompletny przewodnik dotyczący interoperacyjności/konfiguracji urządzenia.

(Patrz także TABELA IMPLEMENTACJI w kolejnej części)

Nazwa sprzedającego: GE Vernova

Nazwa urządzenia: Multilin Agile

Najwyższy obsługiwany poziom DNP:

Zapytania:	Poziom 2
Odpowiedzi:	Poziom 2

Funkcja urządzenia:

☐ Master
☒ Slave

Ważne obiekty, funkcje i/lub kwalifikatory obsługiwane dodatkowo do najwyższych obsługiwanych poziomów DNP (kompletna lista została opisana w załączonej tabeli):

Wejścia binarne	(Obiekt 1)
Zmiany wejść binarnych	(Obiekt 2)
Wyjścia binarne	(Obiekt 10)
Blok wyjściowy przekaźnika	(Obiekt 12)
Liczniki binarne	(Obiekt 20)
Zamrożone liczniki	(Obiekt 21)
Zdarzenie zmiany licznika	(Obiekt 22)
Zdarzenie zamrożenia licznika	(Obiekt 23)
Wejścia analogowe	(Obiekt 30)
Zmiany wejścia analogowego	(Obiekt 32)
Analogowe progi zadziałania	(Obiekt 34)
Godzina i data	(Obiekt 50)
Dostrojenie zwłoki czasowej	(Obiekt 52)
Dane klasy	(Obiekt 60)
Wskazania wewnętrzne	(Obiekt 80)
Maksymalna wielkość ramki łącza danych (oktety):	
Wysyłano:	292
Odebrano:	292
Maksymalny rozmiar fragmentu aplikacji (oktety):	
Wysyłano:	Konfigurowalne do 2048
Odebrano:	2048
Maksymalna liczba ponownych prób łącza danych:	
x	Brak
	Ustalono na 3
	Konfigurowalny
Maksymalna liczba ponownych prób warstwy aplikacji:	
x	Brak
	Konfigurowalny
Wymaga potwierdzenia warstwy łącza danych:	
x	Nigdy
	Zawsze
	Czasami
	Konfigurowalny
Wymaga potwierdzenia warstwy aplikacji:	
	Nigdy
	Zawsze
x	Podczas zgłaszania danych o zdarzeniach
x	Podczas wysyłania odpowiedzi z wieloma fragmentami
	Czasami
	Konfigurowalny

Przekroczenie czasu podczas oczekiwania na: do konfiguracji	
Potwierdzenie złącza danych:	Brak Ustalono na ____ Zmienna konfigurowalna
Zakończenie fragmentu aplikacji:	Brak Ustalono na ____ Zmienna konfigurowalna
Potwierdzenie aplikacji:	Brak Ustalono na 10 s Zmienna konfigurowalna
Zakończenie odpowiedzi aplikacji:	Brak Ustalono na ____ Zmienna konfigurowalna
Inne:	
Opóźnienie transmisji:	Brak celowego opóźnienia
Wymagany przedział czasu:	Do konfiguracji (domyślnie = 24 godz.)
Wybór/zadziałanie przekroczenia czasu gałęzi:	10 s
Okres skanowania zmian wejść binarnych:	8 razy na cykl systemu elektroenergetycznego
Okres skanowania zmian wejść analogowych:	500 ms
Okres skanowania zmian licznika:	500 ms
Okres skanowania zdarzeń zamrożenia licznika:	500 ms
Wysyła/wykonuje operacje sterowania:	

Wyjścia binarne WRITE	<u>Never (Nigdy)</u> Always (Zawsze) Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)
WYBÓR/ZADZIAŁANIE	Never (Nigdy) <u>Always (Zawsze)</u> Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)
BEZPOŚREDNIE ZADZIAŁANIE	Never (Nigdy) <u>Always (Zawsze)</u> Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)
BEZPOŚREDNIE ZADZIAŁANIE – BRAK DZIAŁ.	Never (Nigdy) <u>Always (Zawsze)</u> Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)
Liczba > 1	<u>Never (Nigdy)</u> Always (Zawsze) Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)
Impuls wł.	Never (Nigdy) Always (Zawsze) <u>Sometimes (Czasami)</u> Configurable (Do konfiguracji)
Impuls wył.	Never (Nigdy) Always (Zawsze) <u>Sometimes (Czasami)</u> Configurable (Do konfiguracji)
Rygiel wł.	Never (Nigdy) Always (Zawsze) <u>Sometimes (Czasami)</u> Configurable (Do konfiguracji)
Rygiel wył.	Never (Nigdy) Always (Zawsze) <u>Sometimes (Czasami)</u> Configurable (Do konfiguracji)
Kolejka	<u>Never (Nigdy)</u> Always (Zawsze) Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)
Wyczyść kolejkę	<u>Never (Nigdy)</u> Always (Zawsze) Sometimes (Czasami) Configurable (Do konfiguracji)

Wyjaśnienie opcji „Sometimes” (Czasami): 12 punktów obiektu jest mapowanych do wejść wirtualnych i poleceń (cewki siłowe). Obie operacje – „Pulse On” (Impuls włączony) oraz „Latch On” (Blokada włączona) – pełnią tę samą funkcję w serii 8; to znaczy, że odpowiednie wejście wirtualne lub cewka przełączone są w stan „On” (Wł.). Czasy włączenia/wyłączenia i wartość licznika są ignorowane. Operacje „Pulse Off” (Impuls wyłączony) oraz „Latch Off” (Blokada wyłączona) przełączają odpowiednie wejście wirtualne lub cewkę w stan „Off” (Wył.). Obie operacje „Trip” (Wyzwolenie) oraz „Close” (Załączenie) przełączają odpowiednie wejście wirtualne lub cewkę w stan „On” (Wł.), jeżeli ustawione jest sparowane mapowanie, w przeciwnym razie „Trip” (Wyzwolenie) spowoduje przełączenie w stan „Off” (Wył.), a „Close” (Załączenie) w stan „On” (Wł.).

Zgłasza zdarzenia zmiany wejścia binarnego, gdy nie ma żądania określonej wariacji:	Zgłasza zdarzenia zmiany wejścia binarnego ze znacznikiem czasowym, gdy nie ma żądania określonej wariacji:
Nigdy	.. Nigdy
x Tylko z sygnaturą czasową	x Zmiana wejścia binarnego z czasem
.. Tylko bez sygnatury czasowej	Zmiana wejścia binarnego z czasem względnym
.. Konfigurowalny	Do konfiguracji (załączyć wyjaśnienie)
Wysła niepożądane odpowiedzi:	Wysła dane statyczne w niepożądanych odpowiedziach:
Nigdy	x Nigdy
Konfigurowalny	Przy restarcie urządzenia
Tylko niektóre obiekty	Przy zmianie flagi stanu
x Czasami	Inne opcje nie są dozwolone.
x WŁĄCZ/WYŁĄCZ NIEPOŻĄDANE Obsługiwane kody funkcji	
Wyjaśnienie opcji „Sometimes” (Czasami): będzie wyłączana dla aplikacji RS-485, ponieważ nie występuje tam mechanizm unikania kolizji. W przypadku komunikacji przez Ethernet będzie dostępna i będzie można ją wyłączyć lub włączyć za pomocą odpowiedniego kodu funkcji.	
Domyślny obiekt/wariacja licznika:	Licznik przełącza się przy:
Brak zgłoszonych liczników	Brak zgłoszonych liczników

Do konfiguracji (załączyć wyjaśnienie)	Do konfiguracji (załączyć wyjaśnienie)
x Obiekt domyślny: 20	x 16 bitów
Domyślna wariacja: 1	32 bitów
x Dołączona lista punkt po punkcie	Inna wartość: _____
	x Dołączona lista punkt po punkcie
Wysła odpowiedzi z wieloma fragmentami:	
x Tak	
Nie	

18.6.2.6.2 TABELA IMPLEMENTACJI DNP 3.0

W tabeli implementacji przedstawiono listę obiektów, wariacji oraz kodów kontrolnych obsługiwanych przez urządzenie:

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
1	0	Wejście binarne (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	1	Wejście binarne	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	2	Wejście binarne ze stanem	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
2	0	Zmiana wejścia binarnego (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)		
	1	Zmiana wejścia binarnego z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	2	Zmiana wejścia binarnego z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	3	Zmiana wejścia binarnego z czasem względnym	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)		

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
10	0	Stan wyjścia binarnego (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	2	Stan wyjścia binarnego	1 (odczyt)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
12	1	Blok wyjściowy przełącznika	3 (wybór) 4 (zadziałanie) 5 (bezpośrednie zadziałanie) 6 (zadziałanie bezpośrednie, brak akcji)	00, 01 (start-stop) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	echo żądania

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
20	0	Licznik binarny (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt) 7 (zamrożenie) 8 (zamrożenie brak działania) 9 (zamrożenie wykasowanie) 10 (zamrożenie wykasowanie, brak działania) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	1	32-bitowy licznik binarny	1 (odczyt) 7 (zamrożenie) 8 (zamrożenie brak działania) 9 (zamrożenie wykasowanie) 10 (zamrożenie wykasowanie, brak działania) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	2	16-bitowy licznik binarny	1 (odczyt) 7 (zamrożenie) 8 (zamrożenie brak działania) 9 (zamrożenie wykasowanie) 10 (zamrożenie wykasowanie, brak działania) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	5	32-bitowy licznik binarny bez flagi	1 (odczyt) 7 (zamrożenie) 8 (zamrożenie brak działania) 9 (zamrożenie wykasowanie) 10 (zamrożenie wykasowanie, brak działania) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	6	16-bitowy licznik binarny bez flagi	1 (odczyt) 7 (zamrożenie) 8 (zamrożenie brak działania) 9 (zamrożenie wykasowanie) 10 (zamrożenie wykasowanie, brak działania) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
21	0	Zamrożony licznik zdarzenia (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	1	32-bitowy zamrożony licznik zdarzenia	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	2	16-bitowy zamrożony licznik zdarzenia	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	9	32-bitowy zamrożony licznik bez flagi	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	10	16-bitowy zamrożony licznik bez flagi	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
22	0	Zdarzenie zmiany licznika (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)		
	1	Zdarzenie zmiany licznika 32-bitowego	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	2	Zdarzenie zmiany licznika 16-bitowego	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	5	32-bitowy licznik zdarzenia zmiany z flagą	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	6	16-bitowy licznik zdarzenia zmiany z flagą	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
23	0	Zamrożony licznik zdarzenia (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)		
	1	32-bitowy zamrożony licznik zdarzenia	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	2	16-bitowy zamrożony licznik zdarzenia	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	5	32-bitowy zamrożony licznik zdarzenia z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	6	16-bitowy zamrożony licznik zdarzenia z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
30	0	Wejście analogowe (wariacja obiektu 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	1	32-bitowe wejście analogowe	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	2	16-bitowe wejście analogowe	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	3	32-bitowe wejście analogowe bez flagi	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	4	16-bitowe wejście analogowe bez flagi	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
	5	Krótki zapis zmiennoprzecinkowy	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
32	0	Zdarzenie zmiany analogowej (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)		
	1	32-bitowe zdarzenie zmiany analogowej bez czasu	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	2	16-bitowe zdarzenie zmiany analogowej bez czasu	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	3	32-bitowe zdarzenie zmiany analogowej z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	4	16-bitowe zdarzenie zmiany analogowej z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	5	Krótki zapis zmiennoprzecinkowy zdarzenia zmiany analogowej bez czasu	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)
	7	Krótki zapis zmiennoprzecinkowy zdarzenia zmiany analogowej z czasem	1 (odczyt)	06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona)	129 (odpowiedź) 130 (odpowiedź spontaniczna)	17, 28 (indeks)

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
34	0	Próg zadziałania zgłoszenia wejścia analogowego (wariacja 0 służy do żądania wariacji domyślnej)	1 (odczyt)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	1	Próg zadziałania zgłoszenia 16-bitowego wejścia analogowego (domyślnie – patrz Uwaga 1)	1 (odczyt)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
			2 (zapis)	00, 01 (start-stop) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
	2	Próg zadziałania zgłoszenia 32-bitowego wejścia analogowego	1 (odczyt)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
			2 (zapis)	00, 01 (start-stop) 07, 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)		
50	1	Godzina i data (domyślnie – patrz Uwaga 1)	1 (odczyt) 2 (zapis)	00, 01 (start-stop) 06 (brak zakresu lub wszystkie) 07 (ilość ograniczona = 1) 08 (ilość ograniczona) 17, 28 (indeks)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop) 17, 28 (indeks) (patrz Uwaga 2)
52	2	Dostrojenie zwłoki czasowej (ilość = 1)	129 (odpowiedź)	07 (ilość ograniczona)		
60	0	Dane klasy 0, 1, 2 oraz 3 – używane do zmiany klasy obiektów oraz włączania/wyłączania odpowiedzi spontanicznych.	1 (odczyt) 20 (włącz spont.) 21 (wyłącz spont.) 22 (klasa przypisania)	06 (brak zakresu lub wszystkie)		
	1	Dane klasy 0	1 (odczyt) 22 (klasa przypisania)	06 (brak zakresu lub wszystkie)		
	2	Dane klasy 1	1 (odczyt) 20 (włącz spont.)	06 (brak zakresu lub wszystkie)		
	3	Dane klasy 2	21 (wyłącz spont.)	07, 08 (ilość ograniczona)		
	4	Dane klasy 3	22 (klasa przypisania)			
80	1	Czyszczenie wskazań wewnętrznych	1 (odczyt)	00, 01 (start-stop) (indeks = 7)	129 (odpowiedź)	00, 01 (start-stop)
			2 (zapis) (patrz Uwaga 3)	00 (start-stop) (indeks = 7)		

Nr obiektu	Wariacja Nr	Opis	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)	Kody funkcji (dziesiętne)	Kody kwalifikatora (szesnastkowe)
		Brak obiektu (tylko kod funkcji), patrz Uwaga 3	13 (zimny restart)			
		Brak obiektu (tylko kod funkcyjny)	14 (gorący restart)			
		Brak obiektu (tylko kod funkcyjny)	23 (opóźnienie pomiaru)			

Uwaga:

1: Domyślna wariacja dotyczy wariacji, która otrzymała odpowiedź, gdy zażądano wariacji 0 i/lub w przypadku skanów klasy 0, 1, 2 lub 3. Domyślne wariacje typów obiektów 1, 2, 20, 21, 22, 23, 30 oraz 32 są wybierane poprzez ustawienia rIED. To optymalizuje wielkość danych odpytowania klasy 0.

2: W przypadku obiektów statycznych (zdarzenie bez zmiany) kwalifikatory 17 lub 28 otrzymują odpowiedź tylko wtedy, gdy żądanie jest wysyłane z kwalifikatorami odpowiednio 17 lub 28. W przeciwnym razie żądania obiektów statycznych wysyłane z kwalifikatorami 00, 01, 06, 07 lub 08 otrzymują odpowiedź z kwalifikatorami 00 lub 01 (dla obiektów ze zdarzeniem zmiany kwalifikatory 17 lub 28 zawsze otrzymują odpowiedź).

3: Restarty na zimno są implementowane w taki sam sposób jak restarty na ciepło – urządzenie IED Multilin Agile nie zostaje uruchomione ponownie, ale proces DNP zostaje zrestartowany.

18.6.3 MODBUS

Ten punkt opisuje, w jaki sposób protokół Modbus znajduje zastosowanie w urządzeniach IED Multilin Agile. Nie jest to opis samej normy. Poziom wiedzy zawartej w tym punkcie oparto na założeniu, że czytelnik zna już protokół Modbus.

Protokół Modbus jest protokołem master/slave zdefiniowanym i administrowanym przez organizację Modbus. Więcej informacji na temat protokołu Modbus i specyfikacji protokołu można znaleźć w witrynie internetowej Modbus (www.modbus.org).

Urządzenie IED Multilin Agile implementuje podzbiór standardu komunikacji szeregowej Modicon Modbus RTU. Protokół Modbus jest niezależny od sprzętu. Oznacza to, że warstwa fizyczna może być dowolną z wielu standardowych konfiguracji sprzętowych. Obejmuje to USB, RS485, RJ45 itd. Modbus to pojedynczy protokół typu master/multiple slave odpowiedni do konfiguracji wielopunktowej.

Wszystkie porty Ethernet i porty komunikacji szeregowej obsługują protokół Modbus. Jedynym wyjątkiem jest sytuacja, gdy port szeregowy został skonfigurowany do pracy w DNP lub IEC 60870-5-103 [ponieważ port szeregowy pozwala na tylko jeden protokół szeregowy naraz (wybierany w ustawieniu)]. Dzięki temu oprogramowanie EnerVista Configuration (które jest aplikacją nadrzędną Modbus) może komunikować się z IED.

IED Multilin Agile jest zawsze urządzeniem podrzędnym Modbus z poprawnym zakresem adresów podrzędnych (slave) od 1 do 254.

18.6.3.1 POŁĄCZENIE FIZYCZNE ORAZ WARSTWA ŁĄCZA

Format ramki danych

Jedna ramka danych transmisji asynchronicznej do lub z IED Multilin Agile zazwyczaj składa się z 1 bitu startu, 8 bitów danych i 1 bitu stopu. W ten sposób powstaje 10-bitowa ramka danych. Jest to ważne w przypadku transmisji przez modemy z dużą szybkością transmisji.

Szybkość transmisji danych

Protokół Modbus może być zaimplementowany przy dowolnej standardowej prędkości komunikacji. Multilin Agile obsługuje pracę z prędkościami 9600, 19200, 38400, 57600 i 115200 bodów. Interfejsy USB i Ethernet obsługują Modbus TCP.

18.6.3.2 KODY ODPOWIEDZI

MCode	Opis MODBUS	Interpretacja MiCOM
01	Niedozwolona funkcja	Przesłany kod funkcji nie jest obsługiwany przez urządzenie podrzędne.
02	Niedozwolony adres danych	Adres danych w żądaniu nie jest wartością dopuszczalną.
03	Niedozwolona wartość danych	Wartość, do której odwołuje się pole danych przesłane przez urządzenie nadrzędne, nie mieści się w zakresie.

18.6.3.3 OBSŁUGIWANE KODY FUNKCJI

IED Multilin Agile obsługuje następujące funkcje:

- KOD FUNKCJI 03H – odczyt wartości zadanych
- KOD FUNKCJI 04H – odczyt wartości rzeczywistych
- KOD FUNKCJI 05H – wykonanie operacji
- KOD FUNKCJI 06H – zapis pojedynczej wartości zadanej
- KOD FUNKCJI 07H – odczyt stanu urządzenia
- KOD FUNKCJI 08H – test pętli zwrotnej
- KOD FUNKCJI 10H – zapis wielu wartości zadanych

Gdy urządzenie nadrzędne Modbus komunikuje się z urządzeniem IED przez sieć Ethernet, należy skonfigurować adres urządzenia podrzędnego IED, numer portu TCP i adres IP urządzenia IED dla powiązanego portu, które są również skonfigurowane w urządzeniu nadrzędnym dla tego urządzenia. Domyślny numer portu Modbus TCP to 502.

Konfigurowalne parametry Modbus można znaleźć w następującej ścieżce: **SETPOINT/DEVICE/COMMUNICATIONS/MODBUS/**

Adresy mapy pamięci Modbus dla IED można znaleźć w załączniku Ustawienia i sygnały.

Uwaga:

Zmiany ustawienia numeru portu Modbus TCP w **SETPOINT/DEVICE/COMMUNICATIONS/MODBUS/TCP PORT NUMBER** zostają zastosowane dopiero po ponownym uruchomieniu IED.

18.6.3.4 LOGOWANIE ADMINISTRATORA I POLECENIA PRZEZ MODBUS

Logowanie jako administrator

Logowanie jako administrator zilustrowano na poniższym przykładzie. Proces wymaga zapisania 44 bajtów, które obejmują identyfikator roli i hasło. Zarówno znaki hasła, jak i znaki roli to 22 bajtów. Logowanie musi odbywać się za pomocą jednego polecenia Modbus, za pomocą funkcji 10H (zapis wielu wartości zadanych).

W poniższej tabeli przedstawiono dane, które należy zapisać w przekaźniku w celu zalogowania się jako administrator. Hasło przekaźnika w tym przykładzie to 0.

Dane zapisywane w przekaźniku w celu zalogowania się jako administrator

Opis	Adres mapy pamięci		Wartości do zapisania	
	DEC	HEX	DEC	HEX
Znaki roli 1 i 2	62242	F322	16740	4164
Znaki roli 3 i 4	62243	F323	28009	6D69
Znaki roli 5 i 6	62244	F324	28265	6E69
Znaki roli 7 i 8	62245	F325	29556	7374

Opis	Adres mapy pamięci		Wartości do zapisania	
	DEC	HEX	DEC	HEX
Znaki roli 9 i 10	62246	F326	29281	7261
Znaki roli 11 i 12	62247	F327	29807	746F
Znaki roli 13 i 14	62248	F328	29184	7200
Znaki roli 15 i 16	62249	F329	0	0000
Znaki roli 17 i 18	62250	F32A	0	0000
Znaki roli 19 i 20	62251	F32B	0	0000
Znaki roli 21 i 22	62252	F32C	0	0000
Znaki hasła 1 i 2	62253	F32D	12288	3000
Znaki hasła 3 i 4	62254	F32E	0	0000
Znaki hasła 5 i 6	62255	F32F	0	0000
Znaki hasła 7 i 8	62256	F330	0	0000
Znaki hasła 9 i 10	62257	F331	0	0000
Znaki hasła 11 i 12	62258	F332	0	0000
Znaki hasła 13 i 14	62259	F333	0	0000
Znaki hasła 15 i 16	62260	F334	0	0000
Znaki hasła 17 i 18	62261	F335	0	0000
Znaki hasła 19 i 20	62262	F336	0	0000
Znaki hasła 21 i 22	62263	F337	0	0000

Format funkcji logowania jako administrator

Nr urzędzenia podrzędnego	Funkcja	Początek danych Adres	Liczba Wartości zadanych	Liczba bajtów	Dane 1	Dane 2	Dane 3	Dane 4	Dane 5	Dane 6	Dane 7	Dane 8	Dane 9
FE	10	F322	0016	2C	4164	6D69	6E69	7374	7261	746F	7200	0	0

Format funkcji logowania jako administrator cd.

Dane 10	Dane 11	Dane 12	Dane 13	Dane 14	Dane 15	Dane 16	Dane 17	Dane 18	Dane 19	Dane 20	Dane 21	Dane 22
0	0	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Polecenia wykorzystujące funkcję Modbus 10H (zapis wielu wartości zadanych)

Wysyłanie poleceń wymaga zapisania 4 bajtów w rejestrze adresu polecenia przy użyciu funkcji Modbus 10H (zapis wielu wartości zadanych). Te 4 bajty to wartości funkcji i polecenia. Wartość funkcji to zawsze 05.

Rejestry poleceń Modbus

Opis	Adres mapy pamięci	
	DEC	HEX
Rejestr poleceń	40129	0x0080
Rejestr funkcji poleceń	40130	0x0081

Przykładowe wartości polecenia

Wartość polecenia	Opis wartości
1	KASUJ
96	Wyczyść wszystkie rekordy
98	Wyczyść rekordy zdarzeń
105	Wyczyść dane zużycia energii
4096	Wymuś wirt. I/P 1

Format funkcji dla polecenia „Wyczyść wszystko”

Nr urządzenia podrzędnego	Funkcja	Początek danych Adres	Liczba Wartości zadanych	Liczba bajtów	Dane 1	Dane 2
FE	10	0080	0002	04	0005	0060

Format funkcji dla polecenia „Wyczyść dane zużycia energii”

Nr urządzenia podrzędnego	Funkcja	Początek danych Adres	Liczba Wartości zadanych	Liczba bajtów	Dane 1	Dane 2
FE	10	0080	0002	04	0005	0069

Format funkcji dla polecenia „Wymuś wirt. I/P 1”

Nr urządzenia podrzędnego	Funkcja	Początek danych Adres	Liczba Wartości zadanych	Liczba bajtów	Dane 1	Dane 2
FE	10	0080	0002	04	0005	1000

Polecenia z wykorzystaniem funkcji Modbus 05H (wykonanie operacji)

Określone operacje poleceń, takie jak opisane powyżej, można również wykonywać przy użyciu kodu funkcji 05H.

Format kodu funkcji 05H

Transmisja master	Nr bajtu	Przykład	Opis
Adres podrzędny	1	FE	Komunikat dla urządzenia podrzędnego nr 254
Kod funkcji	1	05	Wykonanie operacji
Kod operacji	2	00 01	Kod operacji
Wartość kodu	2	FF 00	Wykonanie funkcji
CRC	2	DF 6A	Kod błędu CRC

Przykładowe wartości polecenia

Wartość polecenia	Opis wartości
1	KASUJ
96	Wyczyść wszystkie rekordy
98	Wyczyść rekordy zdarzeń
105	Wyczyść dane zużycia energii

Wartość polecenia	Opis wartości
4096	Wymuś wirt. I/P 1

Format funkcji dla polecenia resetowania

Nr urządzenia podrzędnego	Funkcja	Kod operacji	Wartość kodu
FE	05	0001	FF00

18.6.4 IEC 61850

W tym punkcie opisano sposób wdrożenia standardu IEC 61850 w produktach firmy GE Vernova. Nie jest to opis samej normy. Poziom wiedzy zawartej w tym punkcie oparto na założeniu, że czytelnik zna już normę IEC 61850.

IEC 61850 to międzynarodowa norma odnosząca się do komunikacji oparta na protokole Ethernet znajdującym zastosowanie w podstacjach. Standard ten umożliwia integrację wszystkich funkcji zabezpieczeń, sterowania, pomiarów oraz monitorowania w podstacji, a dodatkowo zapewnia środki do blokowania i wyłączania. Łączy w sobie udogodnienia sieci Ethernet z bezpieczeństwem, które jest tak istotne w przypadku współczesnych podstacji.

Urządzenia IED Multilin Agile obsługują usługę IEC 61850 GOOSE oraz IEC 61850 MMS Server zgodnie ze standardem IEC 61850 wyd. 2. Usługa przesyłania wiadomości GOOSE zapewnia IED Multilin Agile możliwość publikowania/subskrybowania wejść cyfrowych i innych statusów elementów oraz ich jakości i sygnatury czasowej do/z innych urządzeń IED z obsługą usługi przesyłania komunikatów GOOSE. Wsparcie serwera pozwala na to, żeby zdalne centrum sterowania, RTU/bramka, lokalny interfejs HMI lub inne urządzenia roli klienta miały dostęp do IED w celu monitorowania i sterowania. Konfigurację usług IEC 61850 przeprowadza się przy użyciu oprogramowania konfiguracyjnego EnerVista Configuration.

18.6.4.1 KORZYŚCI WYNIKAJĄCE ZE STOSOWANIA STANDARDU IEC 61850

Norma oferuje:

- Ujednolicone modele inteligentnych urządzeń elektronicznych oraz pozostałych urządzeń wchodzących w skład wyposażenia podstacji,
- Ujednolicone usługi komunikacyjne (metody uzyskiwania dostępu do danych oraz ich wymiany),
- Ujednolicone formaty plików konfiguracyjnych,
- Komunikacja równorzędna (peer-to-peer).

Standard ten jest zgodny z wymaganiami określonymi przez model ISO OSI i dlatego oferuje dostawcom pełną interoperacyjność oraz elastyczność w zakresie stosowanych rodzajów transmisji oraz protokołów. Obejmuje to również mapowanie danych przesyłanych siecią Ethernet, która jest coraz częściej wprowadzana w podstacjach wypierając standard transmisji RS485. Stosowanie sieci Ethernet w podstacji oferuje wiele korzyści, wśród których najważniejsze to:

- Ethernet umożliwia szybką transmisję danych (obecnie 100 Mbps, zamiast dziesiątek kbps lub mniej osiągniętych przez większość protokołów szeregowych),
- Ethernet oferuje możliwość połączenia wielu klientów,
- Ethernet jest otwartym standardem stosowanym w codziennym użytku.
- istnieje szeroka gama produktów kompatybilnych ze standardem Ethernet, które mogą być wykorzystane do uzupełnienia instalacji LAN (koncentratory, mostki, przełączniki)

18.6.4.2 INTEROPERACYJNOŚĆ OFEROWANA PRZEZ STANDARD IEC 61850

Główną korzyścią wynikającą z zastosowania standardu IEC 61850 jest interoperacyjność. Standard IEC 61850 ujednolica model danych urządzeń IED stosowanych w podstacjach, zapewniając interoperacyjność produktów pochodzących od różnych dostawców.

Urządzenia zgodne ze standardem IEC 61850 mogą być wzajemnie kompatybilne, lecz nie oznacza to, że będą one wzajemnie zamiennie. Nie można zastąpić produktu jednego dostawcy, produktem innego dostawcy bez

odpowiedniego przekonfigurowania. Jednakże terminologia pozostaje ustalona ogólnie, więc każda osoba zaznajomiona wcześniej ze standardem IEC 61850 powinna potrafić zintegrować nowe urządzenie bardzo szybko, bez potrzeby mapowania wszystkich nowych danych. Standard IEC 61850 oferuje użytkownikowi końcowemu udoskonaloną komunikację na poziomie podstawy oraz interoperacyjność przy zachowaniu niskich kosztów.

18.6.4.3 MODEL DANYCH STANDARDU IEC 61850

Model danych dowolnego urządzenia IED zgodnego z IEC 61850 może być wyświetlony jako hierarchia informacji, której nazewnictwo oraz klasyfikację zdefiniowano oraz ujednolicono w specyfikacji IEC 61850.

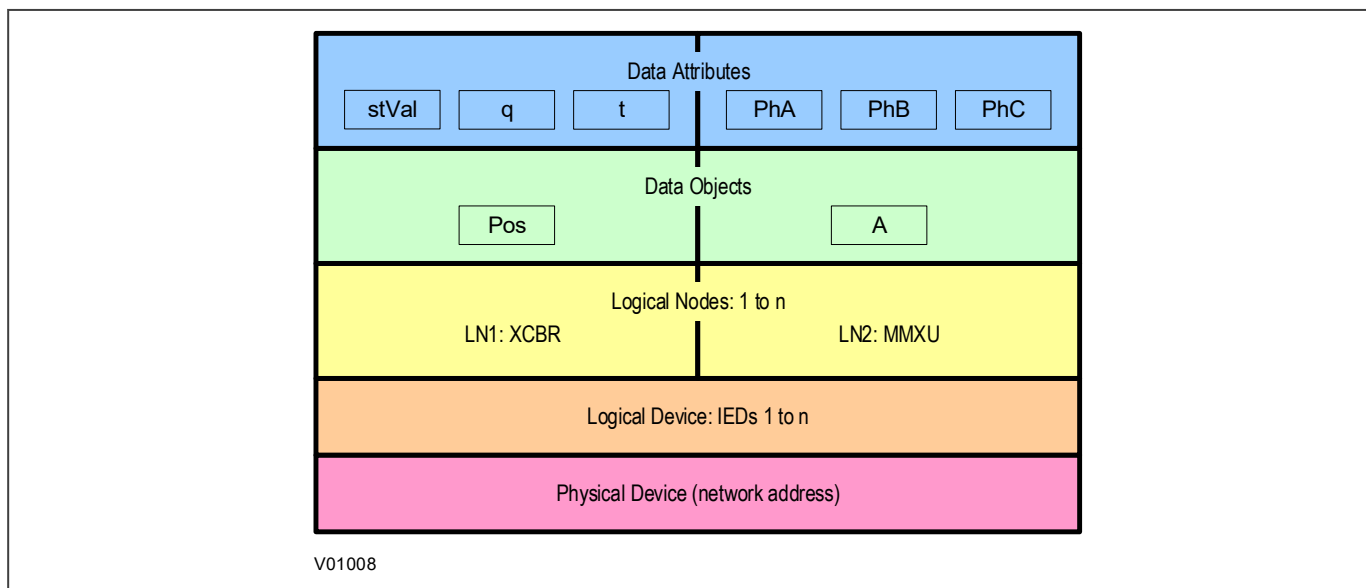


Figure 190: Warstwy modelu danych w standardzie IEC 61850

Poziomy hierarchii mogą być opisane w następujący sposób:

Format ramki danych

Warstwa	Opis
Urządzenie fizyczne	Identyfikuje rzeczywiste urządzenie IED w systemie. Zazwyczaj używana jest nazwa urządzenia lub adres IP (przykładowo Feeder_1 (Linia zasilająca_1) lub 10.0.0.2)
Urządzenie logiczne	Identyfikuje grupy odpowiednich węzłów logicznych w urządzeniu fizycznym. W przypadku urządzeń IED MiCOM występuje 5 urządzeń logicznych: Control (Sterowanie), Measurement (Pomiary), Protection (Zabezpieczenia), Records (Rekordy) i System.
Klasa osłonowa (wrapper) / węzeł logiczny	Model danych najwyższego poziomu urządzenia logicznego IEC 61850 składa się z instancji węzłów logicznych. Nazwa modelu danych instancji węzła logicznego składa się z opcjonalnego prefiksu (nazywanego „wrapperem”), nazwy węzła logicznego oraz ID (lub sufiksu) instancji. Przykłady: XCBR1 (sterowanie wyłącznikiem), MMXU1 (pomiary), PTOF2 (zabezpieczenie nadczęstotliwościowe, etap 2).
Obiekt danych	Ta kolejna warstwa jest używana do określenia typu danych, które zostaną przedstawione użytkownikowi. Na przykład Pos (pozycja) węzła logicznego typu XCBR.
Atrybut danych	Są to dane rzeczywiste (wartość pomiaru, stan, opis itp.). Na przykład stVal (wartość stanu) wskazuje rzeczywiste położenie wyłącznika dla obiektu danych typu Poz. węzła logicznego typu XCBR.

18.6.4.4 IEC 61850 W URZĄDZENIACH IED

Aby prowadzić komunikację z inteligentnym urządzeniem elektronicznym (IED) zgodnym ze standardem IEC 61850 w sieci ethernetowej, wystarczy znać jego adres IP. Możliwe konfiguracje to:

- Klient IEC 61850 (lub jednostka nadrzędna), na przykład komputer pola
- Interfejs HMI
- Przeglądarka MMS, za pomocą której można pobrać kompletny model danych z urządzenia IED, bez wcześniejszej znajomości samego urządzenia

Kompatybilny ze standardem IEC 61850 interfejs umożliwia następujące operacje:

- Dostęp do odczytu pomiarów
- Odświeżanie wszystkich pomiarów ze standardową szybkością
- Generowanie niebuforowanych i buforowanych raportów o zmianie stanu lub pomiaru
- Synchronizacja czasu SNTP za pośrednictwem łącza Ethernet. (Jest ona przeprowadzana w celu synchronizacji wewnętrznego zegara czasu rzeczywistego inteligentnego urządzenia elektronicznego)
- Komunikacja równorzędna GOOSE (peer-to-peer)
- Odczyt zapisów zakłóceń poprzez przesyłanie plików MMS zgodnie z normą IEC 61850. Zapis jest odczytywany jako plik COMTRADE w formacie ASCII.
- Sterowanie (bezpośrednie oraz wybierane przed uruchomieniem)

18.6.4.5 IMPLEMENTACJA MODELU DANYCH IEC 61850

Model danych opisano w potwierdzeniu zgodności implementacji modelu (MICS), które jest dostępne jako osobny dokument.

18.6.4.6 IMPLEMENTACJA USŁUG KOMUNIKACYJNYCH IEC 61850

Usługi komunikacyjne IEC 61850, które zaimplementowano w inteligentnych urządzeniach elektronicznych opisano w potwierdzeniu zgodności zastosowania protokołu (PICS), który jest dostępny jako osobny dokument.

18.6.4.7 KOMUNIKACJA RÓWNORZĘDNA (PEER-TO-PEER) IEC 61850 (KOMUNIKATY GOOSE)

Wdrożenie normy IEC 61850 Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) umożliwia szybszą komunikację między IED, co oferuje szybką i niezawodną dystrybucję wartości danych wejściowych i wyjściowych w całym systemie. Model GOOSE do dostarczania informacji o zdarzeniu wykorzystuje usługi transmisji multicast (rozgłoszeniowej). Komunikacja rozgłoszeniowa typu multicast oznacza rozsyłanie komunikatów do wybranych urządzeń w sieci. Urządzenia odbiorcze mogą akceptować określone ramki z określonych urządzeń i odrzucać ramki z innych urządzeń. Jest on również znany jako system transmisji wydawca-subskrybent (publisher-subscriber). Gdy urządzenie wykryje zmianę w jednym z punktów monitorowania statusu, wydaje nowy komunikat. Każde urządzenie, które zgłosi potrzebę uzyskania informacji, subskrybuje dane w nim zawarte.

18.6.4.8 MAPOWANIE KOMUNIKATÓW GOOSE DO WEJŚĆ WIRTUALNYCH

Każdy sygnał GOOSE zawarty w subskrybowanym komunikacie GOOSE może być mapowany do dowolnego z wirtualnych wejść w konfiguracji IEC61850. Wejścia wirtualne mogą być mapowane do funkcji logiki wewnętrznej przeznaczone do sterowania zabezpieczeniem, bezpośrednio do zestyków wyjściowych lub diod służących do monitorowania.

Urządzenie IED może subskrybować wszystkie komunikaty GOOSE, lecz tylko następujące typy danych mogą być zdekodowane oraz mapowane do wejść zdalnych:

- BOOLEAN
- INT16

- INT32
- INT8
- UINT16
- UINT32
- UINT8

18.6.4.8.1 KONFIGURACJA IEC 61850 GOOSE

Wszystkie konfiguracje GOOSE przeprowadza się w aplikacji oprogramowania.

18.6.4.9 ODŁĄCZENIE SIECI ETHERNET

Powiązania IEC 61850 są unikatowe i są realizowane pomiędzy klientem a serwerem. Jeżeli z jakiegoś powodu połączenie Ethernet zostanie przerwane, powiązania zostają utracone i będą wymagać ponownego ustanowienia przez klienta. Inteligentne urządzenie elektroniczne ma funkcję **TCP_KEEPLIVE** monitorującą każde powiązanie oraz przerywającą wszystkie powiązania, które nie są już aktywne.

18.6.4.10 UTRATA ZASILANIA

Inteligentne urządzenie elektroniczne ma możliwość ponownego ustanowienia powiązań bez przerw w działaniu, nawet po odłączeniu jego zasilania. Inteligentne urządzenie elektroniczne zachowuje się wtedy jak serwer, a klient prosi o ustanowienie powiązania. Niezapisane ustawienia zostają anulowane w momencie utraty zasilania, natomiast raporty żądane przez podłączone klienty są resetowane. Klient musi je ponownie uaktywnić przy ustanawianiu kolejnego powiązania z inteligentnym urządzeniem elektronicznym.

18.6.4.11 KONFIGURACJA PROTOKOŁU IEC 61850

Oprogramowanie konfiguracyjne EnerVista Configuration zawiera narzędzie zwane Konfiguratorem IEC 61850 (IEC61850 Configurator), które umożliwia zaimportowanie i przesłanie do urządzenia IED wstępnie skonfigurowanego pliku konfiguracyjnego IEC 61850. Można również ręcznie utworzyć pliki konfiguracyjne dla wszystkich produktów na podstawie oryginalnego opisu możliwości urządzeń IED (plik ICD).

Inne kluczowe cechy:

- Wyodrębnianie danych konfiguracyjnych do podglądu lub edycji.
- Złożona sekwencja weryfikacji danych konfiguracyjnych przed wysłaniem ich do IED.

18.6.4.11.1 KOMUNIKACJA SIECIOWA IEC 61850

Konfigurację parametrów IP przeprowadza narzędzie konfiguracyjne IEC 61850 EnerVista Configuration. Jeżeli te parametry nie są dostępne z pliku SCL (język konfiguracji podstawy), należy je skonfigurować ręcznie.

Każdy adres IP musi być niepowtarzalny w sieci LAN. Powielone adresy IP powodują konflikty i należy ich unikać.

Inteligentne urządzenie elektroniczne można skonfigurować na odbiór danych z innych sieci za pomocą ustawienia **Gateway** (Brama). W przypadku większej liczby sieci adresy IP muszą być niepowtarzalne dla tych sieci.

Uwaga:

Zmiany ustawień progu zadziałania pomiarów w IEC 61850 zostają zastosowane dopiero po ponownym uruchomieniu IED.

18.7 SYNCHRONIZACJA CZASU

W nowoczesnych schematach zabezpieczeń często konieczna jest synchronizacja zegara czasu rzeczywistego w inteligentnych urządzeniach elektronicznych, dzięki czemu zdarzenia zarejestrowane przez różne urządzenia można opatrzyć sygnaturą czasową i ułożyć w kolejności chronologicznej. Można to zrealizować na różne sposoby, w zależności od wybranych opcji oraz protokołów komunikacyjnych.

- Za pomocą PTP (protokołu precyzyjnej synchronizacji czasu) określonego w standardzie IEEE 1588TM 2008 (PTP v2)
- Za pomocą wejścia IRIG-B
- Za pomocą protokołu czasu SNTP
- Za pomocą funkcji synchronizacji czasu występującej w protokołach danych

Urządzenie Multilin Agile IED jest zdolne do odbierania odniesienia czasowego z kilku źródeł czasu oprócz własnego zegara wewnętrznego w celu oznaczania sygnaturą czasową zdarzeń, rejestrów zakłóceń i innych sytuacji w urządzeniu. Dokładność sygnatury czasowej opiera się na odniesieniu czasowym, które jest używane. IED Multilin Agile obsługuje wewnętrzny zegar, SNTP, IRIG-B i PTP IEEE 1588 (wersja 2) jako potencjalne odniesienia czasowe.

Jeżeli dostępne są co najmniej dwa źródła czasu, używane jest to o wyższym priorytecie wskazanym w tabeli Źródła czasu, gdzie 1 oznacza najwyższy priorytet. Należy pamiętać, że priorytet źródła czasu PTP i IRIG-B można zamienić. Jeśli zarówno PTP, jak i IRIG-B są dostępne dla Multilin Agile IED, domyślnie zegar Multilin Agile IED synchronizuje się z PTP przed IRIG-B. Jeżeli PTP jest niedostępny, IED synchronizuje zegar wewnętrzny z IRIG-B.

Źródło czasu	Priorytet
PTP (IEEE1588)	1*
IRIG-B	2*
SNTP	3
Zegar wewnętrzny	4
* Priorytet IRIG-B i PTP można zamienić w ścieżce SETTINGS\DEVICE\DATE AND TIME\CLOCK\SYNC SRC PRIO. , wybierając spośród wartości <i>PTP</i> , <i>IRIG B</i> oraz <i>OTHER</i> .	

Uwaga:

Synchronizacja przez protokoły komunikacji IEC 60870-5-103, DNP3 Serial oraz DNP3oE, Modbus RTU oraz Modbus TCP itd. nie będzie akceptowana, jeżeli źródłem synchronizacji jest IRIG-B, SNTP lub PTP.

18.7.1 PROTOKÓŁ PRECYZYJNEJ SYNCHRONIZACJI CZASU IEEE 1588 (PTP, WERSJA 2)

Ustawienia PTP można znaleźć w ścieżce: **SETPOINT\DEVICE\DATE AND TIME\PTP**.

Stan PTP można wyświetlić w ścieżce **DEVICE STATUS\PTP**.

Zegar komputera (data i godzina na urządzeniu) oraz źródło synchronizacji RTC (dostępny typ synchronizacji) są dostępne w ścieżce **DEVICESTATUS\CLOCK**.

18.7.1.1 PODSUMOWANIE FUNKCJI

Urządzenie IED implementuje funkcję PTP niezależnie na każdym ze swoich portów Ethernet i automatycznie wybiera port z najlepszym czasem, korzystając z algorytmu najlepszego zegara nadrzędnego. W zależności od wyboru w Cortec urządzenie będzie miało jeden port Ethernet (ETH1) lub trzy (ETH1, ETH2 i ETH3) w celu zapewnienia redundancji.

Urządzenie IED może korzystać ze źródeł czasu PTP, IRIG-B lub SNTP w zależności od konfiguracji użytkownika lub może działać swobodnie, jeśli żadne ze źródeł czasu nie jest dostępne.

Gdy włączone są zarówno PTP, jak i IRIG-B i dostępne są źródła czasu, priorytet między PTP a IRIG-B jest konfigurowany przez użytkownika.

Obsługiwany jest protokół PTP w wersji 2 oraz wyłącznie opcja transmisji przez IEEE 802.3 / Ethernet PTP. PTP w wersji 1 nie jest obsługiwany.

Obsługiwana jest tylko opcja pracy tylko w trybie podrzędnym. Praca w trybie nadrzędnym nie jest obsługiwana.

Urządzenie IED Multilin Agile obsługuje zarówno 1-stopniową, jak i 2-stopniową synchronizację przy wejściu. Ponieważ urządzenie IED działa tylko w trybie slave, nie wysyła żadnych komunikatów synchronizacyjnych z wyjątkiem żądania opóźnienia elementu równorzędnego.

Mechanizm opóźnienia elementu równorzędnego jest wdrożony, ale w trybie żądania tryb odpowiadającego nie jest obsługiwany. Mechanizm opóźnienia typu end-to-end nie jest zaimplementowany, ponieważ jest zabroniony zarówno przez profil Power, jak i przez profil Power Utility.

Urządzenie IED obsługuje synchronizację z urządzeniami grandmaster z pośrednictwem profilu Power (IEEE C37.238: 2017) lub profilu Power Utility (IEC61850 9-3).

Multilin Agile IED synchronizuje się (spełnia wymagania dotyczące dokładności czasu) w ciągu 15 sekund, przy bezbłędnym wejściu PP i stabilnej temperaturze.

Wartość ALTERNATE_TIME_OFFSET_INDICATOR TLV w PP nie jest używana do obliczania lokalnej strefy czasowej.

18.7.1.2 PRACA UKŁADU

Urządzenie IED obsługuje protokół precyzyjnej synchronizacji czasu (PTP) określony w normie IEEE 1588TM 2008 (PTP v2). Dzięki temu urządzenie IED może synchronizować się z międzynarodowym standardem czasu za pośrednictwem sieci Ethernet, która implementuje zarówno profil zasilania (PP) określony w standardzie IEEE Std C37.238TM 2017, jak i profil elektrowni (PU) określony w IEC61850 9-3.

Profil zasilania określa rozszerzenia komunikatów PTP, które obejmują dwie wartości TLV (typ, długość i wartości), jak pokazano poniżej:

- IEEE_C37_238 TLV – dostarczanie dodatkowych informacji do monitorowania działania zegara w czasie rzeczywistym
- ALTERNATE_TIME_OFFSET_INDICATOR TLV – dostarczanie informacji o lokalnej strefie czasowej

* Więcej informacji na temat TLV – patrz IEEE C37.238-2017: pkt. 6.

Jednak korzystanie z wartości TLV jest opcjonalne w standardzie IEEE Std C37.238 2017. Urządzenie IED nie korzysta z informacji podanych w opcjonalnych wartościach TLV i toleruje brakujące wartości TLV. Gdy zegar główny z profilem zasilania i profilem elektrowni jest dostępny w sieci, IED może zsynchronizować się z najlepszym zegarem głównym na podstawie algorytmu najlepszego zegara głównego.

Gdy funkcja PTP ETH1/2/3 jest włączona, wspierana jest obsługa Slave-only (tylko slave), w której grandmaster jest dostępny w ścieżce komunikacyjnej portu, algorytm najlepszego zegara głównego wybiera najlepszy zegar główny ze wszystkich włączonych portów, a stan właściwego portu jest ustawiony na SLAVE. Urządzenie IED implementuje stan maszyny dla implementacji tylko slave określonej w PTP w punkcie 9.2 niezależnie na każdym porcie ethernetowym.

Gdy funkcja redundancji modułu magistrali procesowej NW jest ustawiona na PRP lub HSR, ogólny tryb pracy wykrywania i odrzucania duplikatów nie ma zastosowania do ramek PTP, a ramki PTP są przetwarzane tak, jakby redundancja NW była wyłączona. RCT komunikatów PTP ruchu przychodzącego jest ignorowany, a do komunikatów PTP ruchu wychodzącego nie jest dołączany żaden RCT.

Sparowane porty (ETH2 i ETH3 w przypadku PRP) są uważane za niezależne, a określone maszyny stanów i algorytm Best Master Clock są wykonywane niezależnie na obu sparowanych portach.

18.7.2 IRIG-B

IRIG oznacza Grupę oprzyrządowania międzyszakresowego, która jest organem odpowiedzialnym za standaryzację różnych formatów kodu czasowego. Istnieje kilka różnych formatów, począwszy od IRIG-A, poprzez IRIG-B itd. Litera po akronimie „IRIG” określa rozdzielczość sygnału czasu w impulsach na sekundę (PPS). Kod czasowy IRIG-B, ten który jest wykorzystywany w tym przypadku, ma rozdzielczość 100 PPS. Kod czasowy IRIG-B jest używany, gdy wymagane jest dokładne znakowanie czasowe.

Na poniższym schemacie przedstawiono typowe zastosowanie, w którym podstawę zsynchronizowano czasowo z sygnałem satelity GPS. Sygnał radiowy satelity jest odbierany przez antenę satelitarną i przekazywany do odbiornika. Odbiornik odbiera sygnał i przekształca go na sygnał czasu odpowiedni dla sieci podstacji. Inteligentne urządzenie elektroniczne pracujące w podstacji wykorzystuje ten sygnał do regulowania swoich wewnętrznych zegarów oraz rejestratorów zdarzeń.

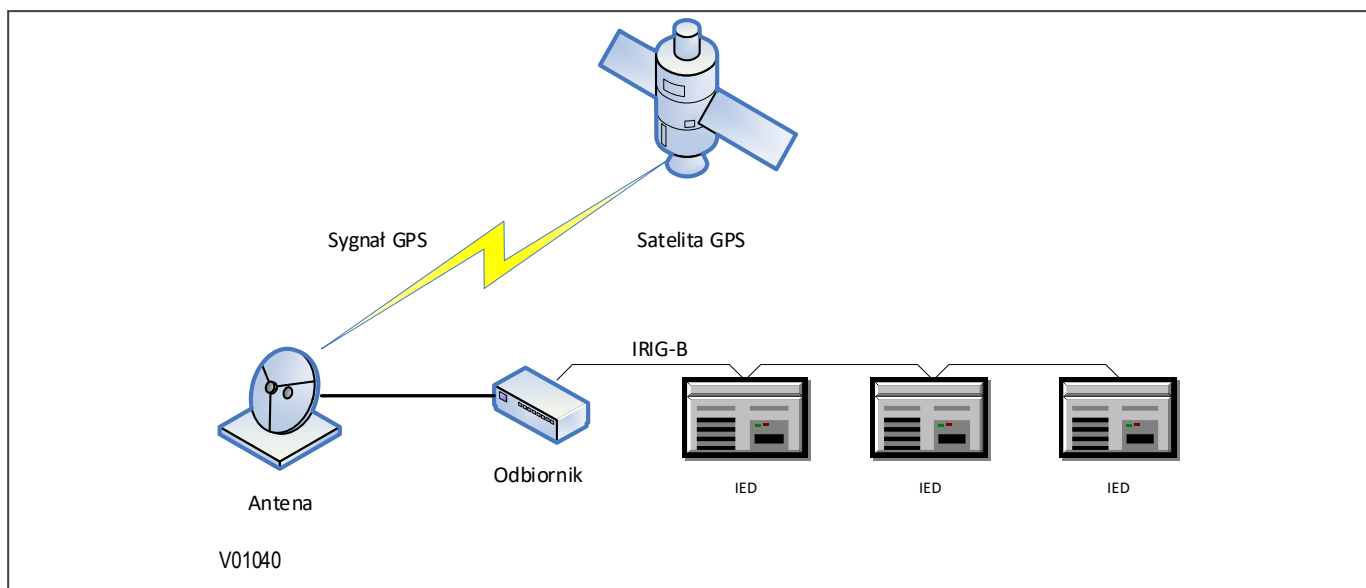


Figure 191: Sygnał synchronizacji czasu z satelity GPS

Sygnał kodu czasowego IRIG-B jest sekwencją jednosekundowych ramek czasowych. Każda ramka jest podzielona na dziesięć przedziałów po 100 ms w następujący sposób:

- Przedział czasowy 1: Sekundy
- Przedział czasowy 2: Minuty
- Przedział czasowy 3: Godziny
- Przedział czasowy 4: Dni
- Przedział czasowy 5 oraz 6: Funkcje sterowania
- Przedziały czasowe od 7 do 10: Czas dnia wyrażony bezpośrednio kodem binarnym

Cztery pierwsze przedziały czasowe definiują czas w zapisie BCD (zapis dziesiętny kodowany binarnie). Przedziały czasowe 5 oraz 6 wykorzystywane są przez funkcje sterujące, które kontrolują polecenia usuwania oraz powalają na grupowanie różnych danych w ciągach synchronizacji. Przedziały czasowe od 7 do 10 definiują czas w formacie SBS (binarnej reprezentacji sekund danego dnia).

18.7.2.1 IMPLEMENTACJA ZDEMODULOWANEGO IRIG-B

Wszystkie modele mają możliwość zaakceptowania zdemodulowanego wejścia IRIG-B.

Aby ustawić urządzenie na korzystanie z IRIG-B, należy wybrać wartość Enabled (Wł.) dla IRIG-B w ścieżce **SETPoint\ DEVICE\ DATE AND TIME**.

Stan IRIG-B można wyświetlić w **DEVICE STATUS\ CLOCK\ RTC SYNC SOURCE**.

18.7.3 SNTP

Prosty sieciowy protokół czasu SNTP (Simple Network Time Protocol) jest stosowany do synchronizacji zegarów systemów komputerowych pracujących w sieciach o zmiennym opóźnieniu transmisji danych, wykorzystujących przełączanie pakietów, takich jak sieci oparte na protokole IP.

Urządzenie jest synchronizowane przez główny serwer SNTP. Osiąga się to poprzez wprowadzenie adresu IP serwera SNTP do urządzenia IED za pomocą oprogramowania konfiguracyjnego EnerVista Configuration.

Funkcja ta generuje alarm w przypadku utraty synchronizacji czasu na serwerze SNTP. Może być ona spowodowana brakiem odpowiedzi lub brakiem poprawnego sygnału zegarowego.

Synchronizacja SNTP urządzenia IED Multilin Agile może zająć do 1–2 minut, ponieważ musi zebrać wiele wartości czasu i je uśrednić.

18.7.4 SYNCHRONIZACJA CZASU Z WYKORZYSTANIEM PROTOKOŁÓW KOMUNIKACYJNYCH

Wszystkie protokoły komunikacyjne są wyposażone we wbudowane mechanizmy synchronizacji czasu. Jeżeli do synchronizacji urządzenia nie może być wykorzystany zewnętrzny mechanizm synchronizacji czasu, np. sygnał IRIG-B, protokół SNTP lub PTP, używany jest mechanizm synchronizacji zawarty w odpowiednim protokole szeregowym. Czas rzeczywisty jest zwykle definiowany w stacji nadrzędnej i przekazywany do odpowiednich urządzeń IED za pośrednictwem jednego z tylnych portów szeregowych za pomocą wybranego protokołu. Istnieje także możliwość lokalnej definicji czasu.

Synchronizację czasu dla każdego protokołu opisano w odpowiednich rozdziałach omawiających protokoły komunikacyjne.

ROZDZIAŁ 19

CYBERBEZPIECZEŃSTWO

19.1 OMÓWIENIE

Dawniej sieci komunikacyjne podstacji były tradycyjnie wyizolowane, a protokoły i formaty danych służące do przesyłania informacji między urządzeniami często nie były otwarte.

Z tego względu środowisko podstacji było bardzo dobrze zabezpieczone przed atakami cybernetycznymi. Dla tego rodzaju bezpieczeństwa wewnętrznego zastosowano następujące terminy:

- Zabezpieczenie poprzez izolację (sieć podstacji nie jest połączona ze światem zewnętrznym i świat zewnętrzny nie ma do niej dostępu).
- Zabezpieczenie przez zastrzeżenie (zastrzeżone formaty i protokoły są bardzo trudne do interpretacji).

Coraz większa złożoność schematów zabezpieczeń w połączeniu z osiągnięciami techniki i potrzebą interoperacyjności poskutkowała standaryzacją sieci komunikacyjnej oraz wymianą danych pomiędzy podstacjami. Obecnie urządzenia podstacji do komunikacji wykorzystują protokoły standaryzowane. Co więcej, podstacje mogą zostać przyłączone do wykorzystujących standardowe protokoły komunikacyjne sieci otwartych, takich jak Internet czy intranet. Wraz z tym pojawiło się poważne zagrożenie sieci w postaci ataków cybernetycznych, które to z kolei mogą prowadzić do znaczniejszych przerw w dostawie prądu.

Oczywistym stało się, że obecnie konieczne jest zabezpieczanie komunikacji na poziomie podstacji. W niniejszym rozdziale opisano środki bezpieczeństwa, które wprowadzono do naszych inteligentnych urządzeń elektronicznych (IED).

Uwaga:

Urządzenia zapewniające cyberbezpieczeństwo nie wymuszają zgodności z wymaganiami NERC, a jedynie przyczyniają się do niej. Obowiązkiem użytkownika jest zapewnienie zgodności z wymaganiami.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Omówienie	462
Potrzeba cyberbezpieczeństwa	463
Normy	464
Implementacja cyberbezpieczeństwa	472
Narzędzie do konfiguracji cyberbezpieczeństwa zarządzania użytkownikami RBAC	487

19.2 POTRZEBA CYBERBEZPIECZEŃSTWA

Cyberbezpieczeństwo zapewnia ochronę przed nieuprawnionym ujawnieniem, transferem, modyfikacją, zarówno umyślnym, jak i nieumyślnym zniszczeniem informacji lub systemów informacji. Aby to osiągnąć, niezbędne jest spełnienie kilku poniższych wymogów bezpieczeństwa:

- poufność (zapobieganie nieupoważnionemu dostępowi do informacji),
- integralność (zapobieganie nieupoważnionym modyfikacjom)
- dostępność/uwierzytelnianie (zapobieganie atakom poprzez odmowę usługi i zapewnienie autoryzowanego dostępu do informacji),
- niezaprzeczalność (zapobieganie możliwościom nieprzyznania się do czynności, która została wykonana),
- identyfikowalność/wykrywanie (monitorowanie oraz rejestrowanie aktywności w celu wykrycia włamania oraz analizy zdarzeń).

Zagrożenia dla cyberbezpieczeństwa mogą być niezamierzone (np. klęski żywiołowe, błąd człowieka) lub zamierzone (np. cyberataki hakerów).

Cyberbezpieczeństwo na odpowiednim poziomie mogą zapewniać takie rozwiązania jak: niwelowanie luk w zabezpieczeniach, wprowadzanie właściwych procedur bezpieczeństwa oraz stosowanie technik, które pomagają to osiągnąć.

Przykłady zagrożeń:

- nieostrożność ze strony pracowników (użytkownicy przechowują hasła na swoim komputerze)
- złe praktyki (użytkownicy nie zmieniają haseł domyślnych lub wszyscy wykorzystują to samo hasło dostępu do urządzeń podstawy),
- obchodzenie funkcji kontrolnych (użytkownicy wyłączają funkcje zabezpieczające),
- nieodpowiednia technologia (podstacja nie jest zabezpieczona zaporą firewal)

Przykładowe problemy z dostępnością to:

- przeciążenie sprzętu, które skutkuje zredukowaną wydajnością,
- wygaśnięcie certyfikatu dostępu, co uniemożliwia dostęp do sprzętu.

Aby pomóc w rozwiązaniu tych problemów, organizacje normalizacyjne stworzyły szereg norm. Zgodność z tymi normami znacznie ogranicza zagrożenia związane z brakiem cyberbezpieczeństwa.

19.3 NORMY

Istnieje kilka norm mających zastosowanie do cyberbezpieczeństwa podstawci. W przypadku IED GE Vernova stosuje się aktualnie normy NERC i IEEE1686.

Standard	Kraj	Opis
NERC CIP (North American Electric Reliability Corporation)	USA	Podstawy zabezpieczenia kluczowych zasobów elektronicznych sieci
BDEW (Niemieckie Stowarzyszenie Przemysłu Energetycznego i Wodnego)	Niemcy	Wymagania dotyczące systemów bezpiecznego sterowania oraz telekomunikacyjnych
ANSI ISA 99	USA	Pierwotnie zorientowana na ICS, a następnie mająca zastosowanie do stacji elektroenergetycznych, uzupełniająca tym samym istniejące normy oraz określająca nowe zagadnienia, takie jak zarządzanie poprawkami
IEEE 1686	Międzynarodowa	Międzynarodowa norma dotycząca cyberbezpieczeństwa inteligentnych urządzeń elektronicznych w podstawach
IEC 62351	Międzynarodowa	Dane systemu elektroenergetycznego i protokół komunikacyjny
ISO/IEC 27002	Międzynarodowa	Podstawy zabezpieczenia kluczowych zasobów elektronicznych sieci
NIST SP800-53 (Narodowy Instytut Standaryzacji i Technologii)	USA	Kompletna platforma dla cyberbezpieczeństwa SCADA SP800-82 i ICS
Wytyczne CPNI (Centrum Ochrony Infrastruktury Krajowej)	Wielka Brytania	Jasne i wartościowe dobre praktyki dotyczące sterowania procesem i bezpieczeństwa systemu SCADA

19.3.1 ZGODNOŚĆ Z NERC

Północnoamerykańska Korporacja Niezawodności Elektrycznej NERC (NERC = North American Electric Reliability Corporation) stworzyła zestaw norm dotyczących zabezpieczeń krytycznej infrastruktury. Zne są one jako normy CIP (Critical Infrastructure Protection – ochrona krytycznej infrastruktury). Zostały one wprowadzone w celu zapewnienia ochrony „kluczowych zasobów elektronicznych”, które kontrolują lub mają wpływ na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej oraz sieci rozdzielczych w Ameryce Północnej.

Normy te już od kilku lat obowiązują w USA. Od czerwca 2007 roku przeprowadzane są audyty zgodności, a na zakłady niespełniające wymogów norm nakładane są bardzo wysokie kary pieniężne.

Normy NERC CIP

Norma CIP	Opis
CIP-002-1 Krytyczne zasoby elektroniczne	Norma definiuje i dokumentuje kluczowe zasoby oraz kluczowe zasoby elektroniczne.
CIP-003-1 Kontrole zarządzania bezpieczeństwem	Norma definiuje środki kontroli zarządzania bezpieczeństwem wymagane do ochrony kluczowych zasobów elektronicznych.
CIP-004-1 Personel oraz szkolenia	Norma definiuje oraz dokumentuje personel i jego szkolenia wymagane do ochrony kluczowych zasobów elektronicznych.
CIP-005-1 Ochrona elektronicznych zasobów	Definiuje oraz dokumentuje logiczne strefy bezpieczeństwa, w których znajdują się kluczowe zasoby elektroniczne. Norma definiuje oraz dokumentuje środki kontroli punktów dostępu i monitorowania dostępu elektronicznego.
CIP-006-1 Fizyczne bezpieczeństwo	Definiuje oraz dokumentuje fizyczne strefy bezpieczeństwa, w których znajdują się kluczowe zasoby elektroniczne.

Norma CIP	Opis
CIP-007-1 Zarządzanie systemem bezpieczeństwa	Definiuje oraz dokumentuje systemowe procedury testowe, zarządzanie kontem i hasłem, bezpieczeństwo zarządzania poprawkami, podatność na atak systemu, rejestry systemowe, zmiany w kontroli oraz wymaganej konfiguracji wszystkich kluczowych zasobów elektronicznych.
CIP-008-1 Raportowanie zdarzeń oraz plany reakcji na wypadek zdarzenia	Definiuje oraz dokumentuje procedury na wypadek zidentyfikowania zdarzeń związanych z bezpieczeństwem cybernetycznym w odniesieniu do kluczowych zasobów elektronicznych.
CIP-009-1 Plany działań naprawczych	Definiuje oraz dokumentuje plany działań naprawczych dotyczące kluczowych zasobów elektronicznych.

19.3.1.1 CIP 002

Norma CIP 002 odnosi się do:

- kluczowych zasobów, takich jak linie napowietrzne czy transformatory;
- kluczowych zasobów elektronicznych, np. inteligentnego urządzenia elektronicznego, które wykorzystują nadające się do routingu protokoły do komunikacji wewnątrz elektronicznej strefy bezpieczeństwa bądź poza nią lub do których dostęp jest zdalny.

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Sporządzenie listy zasobów	Możemy pomóc zakładom energetycznym sporządzić listę zasobów automatycznie. Możemy także przeprowadzić audyty w celu sporządzenia list zasobów elektronicznych.

19.3.1.2 CIP 003

Zgodnie z wymaganiami normy CIP 003, należy wdrożyć politykę cyberbezpieczeństwa, której powinna towarzyszyć dokumentacja, świadcząca o zaangażowaniu kierownictwa oraz zdolności zabezpieczenia krytycznych zasobów elektronicznych.

Zgodnie z normą, należy również zmienić praktyki kontrolne, według których należy dokumentować wszelkie zmiany w sprzęcie lub oprogramowaniu, dokonanych w jednostce przez dostawcę lub właściciela.

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Tworzenie polityki cyberbezpieczeństwa	Wsparcie zakładu energetycznego w kwestii kontroli dostępu do zasobów krytycznych, poprzez udostępnienie scentralizowanego systemu kontroli dostępu. Firma może pomóc klientom w zmianie systemu kontroli, zamieszczając w dokumentacji rozdział, w którym opisane będą zmiany, mające wpływ na sprzęt oraz oprogramowanie.

19.3.1.3 CIP 004

Według normy CIP 004, pracownicy (włączając kontrahentów oraz dostawców usług) mający autoryzowany elektroniczny lub fizyczny dostęp do krytycznych zasobów elektronicznych, musi być odpowiednio przeszkolony.

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Należy odpowiednio przeszkolić swoich pracowników	Możemy zorganizować szkolenie z zakresu cyberbezpieczeństwa

19.3.1.4 CIP 005

Norma CIP 005 nakłada obowiązek utworzenia strefy bezpieczeństwa elektronicznego (ang. Electronic Security Perimeter, ESP), która obejmuje:

- wyłączanie portów oraz usług, które nie są wymagane;
- stałe monitorowanie oraz dostęp do dzienników (24/7/365);
- ocenę podatności na zagrożenia (co najmniej raz w roku);
- dokumentację zmian w sieci.

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Monitorowanie dostępu do ESP Przeprowadzenie oceny podatności na zagrożenia Dokumentowanie zmian w sieci	Wyłączanie wszystkich nieużywanych portów urządzenia IED Monitorowanie oraz rejestrowanie wszystkich prób dostępu do urządzenia IED

19.3.1.5 CIP 006

Zgodnie z normą CIP 006 muszą być wprowadzone i udokumentowane kontrole bezpieczeństwa fizycznego, które obejmują monitorowanie oraz prowadzenie rejestrów stref bezpieczeństwa wraz z surowymi zasadami dostępu. Wszystkie zasoby elektroniczne, które są wykorzystywane do zapewnienia bezpieczeństwa fizycznego, są uznawane za kluczowe i powinny być tak traktowane:

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Zapewnienie kontroli bezpieczeństwa fizycznego oraz monitorowania strefy bezpieczeństwa. Dopilnowanie, by osoby, które mają dostęp do kluczowych zasobów elektronicznych, nie były wcześniej karane.	GE Vernova nie może zapewnić dodatkowej pomocy w tym aspekcie.

19.3.1.6 CIP 007

Norma CIP 007 obejmuje następujące aspekty:

- Procedury testu
- Porty oraz usługi
- Zarządzania poprawkami zabezpieczeń
- Zabezpieczenie antywirusowe
- Zarządzanie kontem
- Monitorowanie
- Należy przeprowadzać coroczną ocenę podatności na zagrożenia

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Powołanie zespołu ds. reagowania na incydenty oraz przygotowanie odpowiednich procedur na wypadek zdarzeń	Procedury testowe – możemy doradzić i zapewnić pomoc w kwestii przeprowadzania testów Porty oraz usługi – nasze urządzenia potrafią wyłączyć nieużywane porty oraz usługi Bezpieczeństwo zarządzania poprawkami – możemy zapewnić wsparcie w tym zakresie Zabezpieczenie antywirusowe – możemy doradzić oraz zapewnić wsparcie w tym zakresie Zarządzanie kontem – możemy doradzić oraz zapewnić wsparcie Monitorowanie – nasz sprzęt monitoruje oraz rejestruje próby uzyskania dostępu.

19.3.1.7 CIP 008

Norma CIP 008 zawiera wymóg opracowania planu reagowania na wypadek zdarzenia, definiuje pojęcie zespołu ds. reagowania na wypadek zdarzenia, jego odpowiedzialności i powiązane z tym procedury.

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Należy powołać zespół ds. reagowania na zdarzenia oraz przygotować odpowiednie procedury na wypadek zdarzeń.	GE Vernova Vernova nie może zapewnić dodatkowej pomocy w tym aspekcie.

19.3.1.8 CIP 009

Norma CIP 009 nakłada obowiązek opracowania planu działań naprawczych, który musi być testowany raz do roku.

Obowiązki przedsiębiorstwa energetycznego	Wkład GE Vernova
Wdrożenie planu działań naprawczych.	Dostarczenie wytycznych dotyczących planu działań naprawczych oraz dokumentacji zapasowej

19.3.2 NORMA IEEE 1686-2013

IEEE 1686-2013 to standard IEEE obejmujący swym zakresem wymogi, dotyczące zdolności inteligentnych urządzeń elektronicznych w zakresie bezpieczeństwa w podstawach. W normie określono praktyczne i możliwe do osiągnięcia mechanizmy pozwalające zapewnić bezpieczne funkcjonowanie urządzeń.

Zastosowanie mają następujące funkcje opisane w tejże normie:

- hasła składają się z 8 znaków, mogą zawierać duże, małe litery, znaki numeryczne oraz specjalne,
- hasła nigdy nie są widoczne lub przesyłane użytkownikowi,
- funkcje oraz opcje urządzeń IED są przypisane do różnych poziomów haseł, przypisanie jest stałe,
- rejestrowane są ślady audytu, w kolejności, w jakiej te wydarzenia wystąpiły; przechowywany jest w pamięci cyklicznej,
- rejestry zawierają wszystkie pola zdefiniowane w normie oraz obejmują wszystkie zdefiniowane typy zdarzeń, dla których funkcja ta jest obsługiwana,
- brak mechanizmów pomagających obejść hasło, zamiast tego, zastosowano system odzyskiwania hasła,
- nieużywane porty (fizyczne i logiczne) można wyłączyć.

19.3.3 IEC 62351

IEC 62351 to norma opracowana do obsługi bezpieczeństwa serii protokołów IEC TC 57, w tym serii IEC 60870-5, serii IEC 60870-6, serii IEC 61850, serii IEC 61970 i serii IEC 61968. Różne cele bezpieczeństwa obejmują uwierzytelnianie transferu danych za pomocą sygnatur cyfrowych, zapewnienie tylko uwierzytelnionego dostępu, zapobieganie podsłuchiowaniu, zapobieganie odtwarzaniu i podszywaniu się oraz wykrywanie włamań.

Zastosowanie mają role opisane w rozdziale 62351-8. Tabela poniżej przedstawia wstępnie zdefiniowane role, identyfikatory i przydział uprawnień z tym związanych:

WARTOŚĆ	NAZWA ROLI (REWIZJA = 1)	UPRAWNIENIE									
		LISTA OBIEKTÓW	READVALUES (READ)	ZBIÓR DANYCH	RAPORTOWANI E	CZYTAJ PLIK	ZARZĄDZANE PLIKAMI	STEROWANIE	KONFIG	GRUPA USTAWIEŃ	ZABEZPIECZENI A
<0>	PRZEGLĄDAJĄC Y	x	C	x	C ₁						

WARTOŚĆ	NAZWA ROLI (REWIZJA = 1)	UPRAWNIENIE									
		LISTA OBIEKTÓW	READVALUES (READ)	ZBIÓR DANYCH	RAPORTOWANIE	CZYTAJ PLIK	ZARZĄDZANE PLIKAMI	STEROWANIE	KONFIG	GRUPA USTAWIEŃ	ZABEZPIECZENIA
<1>	OPERATOR	x	x	x	C ₁			x		x	
<2>	INŻYNIER	x	x	x	X ₁	X ₁	X ₁		x	x	
<3>	INSTALATOR	x	x	x	X ₂	X ₂			x	x	
<4>	SECADM	x	x		X ₄	X ₄	X ₄		x		x
<5>	SECAUD	x	x	x	X ₁						
<6>	RBACMNT	x	x				X ₄		x		
<7> (*1)	ADMINISTRATOR	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
<7, ..., 32767>	RESERVED	Do przyszłego wykorzystania ról zdefiniowanych przez IEC.									
<-32768, ..., -1>	PRIVATE	Zdefiniowane na podstawie umowy zewnętrznej. Nie ma gwarancji interoperacyjności.									

C = Warunkowy dostęp do odczytu; może być konieczne wyjaśnienie konkretnych obiektów danych (np. VIEWER (przeglądający) może nie mieć dostępu do ustawień zabezpieczeń, ale przetwarzać wartości)
 C₁ = Warunkowy dostęp do odczytu plików lub danych typu pliku
 X₁ = Dostęp do plików typu dane i konfiguracja
 X₂ = Dostęp do plików typu konfiguracja i firmware (aktualizacje)
 X₃ = Dostęp do plików typu dziennika audytu
 X₄ = Dostęp do plików typu bezpieczeństwo (konfig.)
 (*1) ADMINISTRATOR to STARSZA, wstępnie zdefiniowana rola zawierająca pełne przypisanie uprawnień. ADMINISTRATOR to rola wstępnie skonfigurowana korzystająca z pierwszej dostępnej roli IEC RESERVED <7>. Wartość identyfikatora roli można skonfigurować w EnerVista dla wszystkich ról (z wyjątkiem pierwszych 6, które są obecnie ustalone przez standard), dzięki czemu użytkownik może w razie potrzeby zmienić identyfikator na inną wartość (od 7 do 32767 i od -1 do -32768).

Definicja uprawnień

Ponieważ nie ma wystarczającej szczegółowości uprawnień, aby wykonać wszystkie filtry i przypisania do różnych ról, dodano kilka nowych uprawnień do tych wstępnie zdefiniowanych przez standard, np. w celu rozróżnienia FILEMNGM, aktualizacji oprogramowania sprzętowego itp.

Poniżej przedstawiono listę implementowanych uprawnień:

ID uprawnienia	Nazwa	Komentarz
1	LISTA OBIEKTÓW	Wyświetlanie nazw ustawień/ustawień przechodzenia (z wyjątkiem ustawień zabezpieczeń)
2	READVALUES	Wyświetlanie wartości ustawień niezwiązanych z zabezpieczeniami, wyświetlanie PSL, wyświetlanie 61850
3	ZBIÓR DANYCH	Konfigurowanie i edycja 61850
4	RAPORTOWANIE	Wyświetlanie stanu, pomiarów
5	CZYTAJ PLIK	Odczyt pliku konfiguracyjnego, odczyt raportów o zdarzeniach, odczyt raportów przebiegów, odczyt raportów o błędach, odczyt zapisów zakłóceń

6	ZAPISZ PLIK	Zapis pliku konfiguracyjnego, tworzenie/edycja projektu konfiguracyjnego, importowanie SCL
7	ZARZĄDZANE PLIKAMI	Czyszczenie rekordów, przywracanie domyślnych, eksport SCL, usuwanie projektu konfiguracyjnego
8	STEROWANIE	Resetowanie wyłącznika poleceń
9	KONFIG	Wyświetlanie ustawień niezwiązanych z zabezpieczeniami, edytowanie/konfigurowanie wszystkich ustawień niezwiązanych z zabezpieczeniami, konfigurowanie i edytowanie 61850, zapisywanie ustawień
10	GRUPA USTAWIEŃ	Wyświetlanie ustawień niezwiązanych z zabezpieczeniami, modyfikowanie ustawień kontroli grupy
11	ZABEZPIECZENIA	Wyświetlanie i modyfikowanie ustawień zabezpieczeń, konfigurowanie zabezpieczeń, modyfikowanie użytkowników i kontroli dostępu opartej na rolach
12 (*)	FILEREAD_SEC	Odczytywanie dziennika inspekcji zabezpieczeń
13 (*)	FILEMNGT_SEC	Dostęp do plików typu bezpieczeństwo (konfig.)
14 (*)	FWUPGRADE	Aktualizacja oprogramowania układowego

Uwaga:

(*) ID od 1 do 11 to zbiór uprawnień wstępnie zdefiniowanych przez normę, dostępnych dla wszystkich wersji oprogramowania układowego urządzenia.

ID od 12 do 14 to nowe, dodane niestandardowe uprawnienia, dostępne w wersji 08A i późniejszych.

W tej definicji uprawnień role definiowane są następująco:

Role starsze (podstawowe bezpieczeństwo)

ID	Rola	Uprawnienia
0	PRZEGLĄDAJĄCY	1, 2, 4, 5
1	ADMINISTRATOR	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14
2	INŻYNIER	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10
3	OPERATOR	1, 2, 4, 5, 8, 10

Role standardowe (zaawansowane bezpieczeństwo):

ID	Rola	Uprawnienia
0 (*1)	PRZEGLĄDAJĄCY	1, 2, 4, 5
1 (*1)	OPERATOR	1, 2, 4, 5, 8, 10
2 (*1)	INŻYNIER	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10
3 (*1)	INSTALATOR	1, 2, 4, 5, 6, 9, 10, 14
4 (*1)	SECADM	1, 2, 3, 5, 6, 9, 11, 13
5 (*1)	SECAUD	1, 2, 4, 12
6 (*1)	RBACMNT	1, 2, 9, 13
7 (*2)	ADMINISTRATOR	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14

Uwaga:
(*1) Rola zdefiniowana przez normę.

Uwaga:
(*2) ADMINISTRATOR to rola wstępnie zdefiniowana, do której przypisano wszystkie uprawnienia. ADMINISTRATOR to rola wstępnie skonfigurowana, korzystająca z pierwszej dostępnej roli IEC RESERVED <7>.

W Cortec dostępne są dwie opcje cyberbezpieczeństwa.

Podstawowe bezpieczeństwo, gdzie są 4 ustalone role/użytkownicy: Administrator (administrator), Engineer (inżynier), Operator (operator) oraz Viewer (przeglądający).

Administrator: ma wszelkie uprawnienia do wykonania aktualizacji oprogramowania układowego, zmiany parametrów, zmiany ustawień bezpieczeństwa, odczytu/zapisu CID, odczytu plików danych, wydawania poleceń oraz odczytu wszystkich wartości z urządzenia.

Engineer: zmiana parametrów, odczyt/zapis CID, odczyt plików danych, wydawanie poleceń, odczyt wartości z urządzenia.

Operator: wydawanie poleceń i odczyt wartości z urządzenia.

Viewer: ten użytkownik może jedynie odczytywać wartości z urządzenia.

W zaawansowanym bezpieczeństwie urządzenie ma do 20 konfigurowalnych użytkowników. Każdy użytkownik będzie miał konfigurowalną nazwę użytkownika i hasło oraz może wybrać jedną rolę spośród standardowych i nowych ról zdefiniowanych przez użytkownika. Jak określono w normie, istnieje możliwość przeddefiniowania nowych ról, aby dostosować nazwę, identyfikator i uprawnienia dla każdej nowo zdefiniowanej roli. Nie ma możliwości łączenia ról.

Bardziej szczegółowe informacje na temat użytkowników i definicji praw/uprawnień można sprawdzić na poniższej liście:

Definicja użytkownika/roli:

VIEWER (*1): przeglądający może wyświetlić, jakie obiekty są obecne w urządzeniu logicznym, podając identyfikator typu tych obiektów.

OPERATOR (*1): operator może sprawdzić, jakie obiekty i wartości są obecne w urządzeniu logicznym, podając identyfikator typu tych obiektów, a także wykonywać działania związane ze sterowaniem.

ENGINEER (*1): inżynier może sprawdzić, jakie obiekty i wartości są obecne w urządzeniu logicznym, podając identyfikator typu tych obiektów. Dodatkowo inżynier ma pełny dostęp do zestawów danych i plików oraz może skonfigurować serwer lokalnie lub zdalnie.

INSTALLER (*2): instalator może wyświetlić, jakie obiekty i wartości są obecne w urządzeniu logicznym, podając identyfikator typu tych obiektów. Dodatkowo instalator może zapisywać pliki i konfigurować serwer lokalnie lub zdalnie.

SECADM (*2): administrator bezpieczeństwa może zmieniać przypisania podmiotów do ról (poza urządzeniem) i ról do praw (wewnątrz urządzenia) oraz okresy ważności; może zmieniać ustawienia zabezpieczeń, takie jak certyfikaty do uwierzytelniania podmiotu i weryfikacji tokena dostępu.

SECAUD (*2): audytor bezpieczeństwa może wyświetlać dzienniki audytu.

RBACMNT (*2): zarządzający kontrolą dostępu opartą na rolach może zmienić przypisanie roli do prawa.

ADMINISTRATOR (*1): ma pełny dostęp do odczytu/zapisu.

RESERVED (*2): ten użytkownik / ta rola mogą być zdefiniowane przez użytkownika poprzez dostosowanie nazwy, ID oraz uprawnień dla każdej nowej zdefiniowanej roli.

Uwaga:

*(*1) Role odnoszące się do podstawowego i zaawansowanego cyberbezpieczeństwa.*

Uwaga:

*(*2) Role odnoszące się wyłącznie do zaawansowanego cyberbezpieczeństwa.*

Definicja praw/uprawnień:

- **VIEW/LISTOBJECTS (*1):** umożliwia podmiotowi/roli odkrycie, jakie obiekty są obecne w urządzeniu logicznym, poprzez podanie identyfikatora typu tych obiektów.
- **READ/READVALUES (*1):** umożliwia podmiotowi/roli uzyskanie wszystkich lub niektórych wartości oprócz typu i identyfikatora obiektów, które są obecne w urządzeniu logicznym.
- **DATASET (*1):** umożliwia podmiotowi/roli korzystanie z pełnych praw zarządzania zarówno stałymi, jak i nietrwałymi zestawami danych.
- **REPORTING (*1):** umożliwia podmiotowi/roli korzystanie z raportowania buforowanego, a także raportowania niebuforowanego.
- **FILEREAD (*1):** umożliwia podmiotowi/roli posiadanie praw do odczytu obiektów plików.
- **FILEWRITE (*1):** umożliwia podmiotowi/roli posiadanie praw zapisu do obiektów plików. Prawo to obejmuje FILEREAD.
- **FILEMNGT (*1):** umożliwia roli przesyłanie plików do urządzenia logicznego, a także usuwanie istniejących plików na urządzeniu logicznym.
- **CONTROL (*1):** umożliwia podmiotowi wykonywanie operacji kontrolnych.
- **CONFIG (*1):** umożliwia podmiotowi lokalną lub zdalną konfigurację niektórych aspektów serwera.
- **SETTINGGROUP (*1):** umożliwia podmiotowi zdalne konfigurowanie grup ustawień.
- **SECURITY (*1):** umożliwia podmiotowi/roli wykonywanie funkcji zabezpieczeń zarówno na serwerze/punkcie dostępu usługi, jak i na podstawie urządzenia logicznego.
- **FILEREAD_SEC (*2):** umożliwia podmiotowi/roli odczytywanie dziennika audytu bezpieczeństwa.
- **FILEMNGT_SEC (*2):** umożliwia podmiotowi/roli dostęp do plików typu bezpieczeństwo (konfig.).
- **FWUPGRADE (*2):** umożliwia podmiotowi/roli przeprowadzenie aktualizacji oprogramowania układowego.

Uwaga:

*(*1) Uprawnienia definiowane przez normę. Dostępne dla wszystkich wersji oprogramowania układowego urządzenia.*

Uwaga:

*(*2) Dodane nowe niestandardowe uprawnienia. Dostępne w wersji 08A i późniejszych.*

19.4 IMPLEMENTACJA CYBERBEZPIECZEŃSTWA

Inteligentne urządzenia elektroniczne firmy GE Vernova zawsze były i będą wyposażone w najnowocześniejsze mechanizmy zapewnienia bezpieczeństwa. Ze względu na ciągle rozwijającą się technologię komunikacyjną oraz nowe zagrożenia dla bezpieczeństwa, ulegają zmianie również wymagania stawiane bezpieczeństwu. Mechanizmy zabezpieczenia sprzętu oraz oprogramowania są stale udoskonalane i wdrażane, aby minimalizować powiązane zagrożenia oraz niebezpieczeństwa.

W tym punkcie opisano aktualną implementację cyberbezpieczeństwa. Zasadnicza część implementacji składa się z trybu bezpieczeństwa RBAC (kontroli dostępu opartej na rolach), scentralizowanego uwierzytelniania, zdalnego rejestrowania i wzmacniania zabezpieczeń systemu. Funkcje te są zgodne z NERC-CIPv6 oraz IEEE 1686. Dotyczy to wydania oprogramowania platformy, do której odnosi się niniejsza instrukcja.

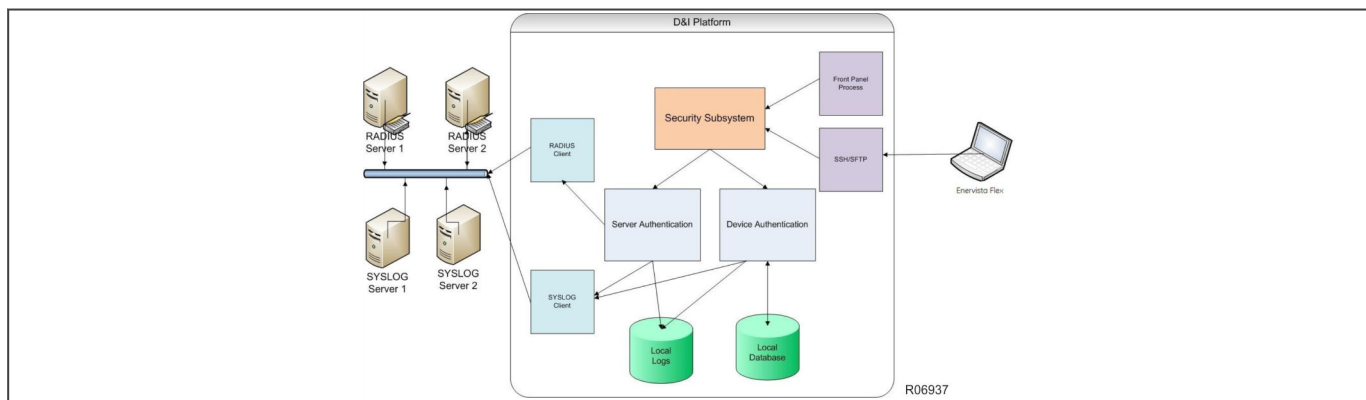


Figure 192: Implementacja cyberbezpieczeństwa

Dostępne są dwa poziomy cyberbezpieczeństwa:

- Podstawowe cyberbezpieczeństwo
- Zaawansowane cyberbezpieczeństwo

Podstawowe cyberbezpieczeństwo obejmuje następujące funkcje bezpieczeństwa:

- Uwierzytelnienie urządzenia/lokalne
- Dostęp czteropoziomowy: ustaleniu użytkownicy lokalni i role (administrator, inżynier, operator, przeglądający)
- Dostęp z obejściem
- Złożoność hasła
- Wyłączanie nieużywanych portów fizycznych i logicznych
- Flaga nieudanego uwierzytelniania
- Blokada użytkownika na konfigurowalny okres
- Limit czasu braku aktywności

Zaawansowane bezpieczeństwo obejmuje dodatkowe funkcje bezpieczeństwa:

- Uwierzytelnienie zdalne/serwera (obsługuje RADIUS oraz starszy LDAP)
- Uwierzytelnianie lokalne z maksymalnie 20 konfigurowalnymi użytkownikami, z konfigurowalnymi rolami, nazwą użytkownika i hasłami
- Bezpieczna szyfrowana komunikacja (Modbus/SSH, SFTP)
- Dziennik systemu
- Zwiększone wzmocnienie bezpieczeństwa produktu

19.4.1 FUNKCJE RBAC

Kontrola dostępu oparta na rolach (RBAC) stanowi podstawę zarządzania sesjami. Każda próba logowania spowoduje połączenie z usługą RBAC, która zezwoli na zalogowanie użytkownika lub to uniemożliwi.

Przy podstawowym bezpieczeństwie domyślne połączenie jest wykonywane w roli przeglądającego, bez wymogu podania hasła.

W przypadku zaawansowanego bezpieczeństwa wymagane będzie podanie nazwy użytkownika i hasła. Po zalogowaniu poziom dostępu będzie odpowiadać roli zdefiniowanej dla danego użytkownika.

Użytkownik nie może zmienić własnej roli. Zatem w przypadku, gdy wymagane są większe uprawnienia, zalogować powinien się inny użytkownik o odpowiedniej roli.

Maksymalna liczba równoczesnych sesji wynosi tylko jeden dla wszystkich ról z wyjątkiem roli przeglądającego, która objęta jest limitem 5 sesji.

Istnieje limit czasu sesji, który można regulować za pomocą ustawień. Limit czasu oznacza, że otwarte sesje zostaną automatycznie zamknięte, jeżeli będą nieaktywne do momentu upływu czasu. Timer bezczynności definiuje okres, jaki urządzenie IED oczekuje w stanie bezczynności, zanim zalogowany użytkownik zostanie automatycznie wylogowany. Ten limit czasu jest inny dla interfejsu HMI oraz innych interfejsów (szeregowy, ethernetowy itd.).

Istnieje okres blokady, który można regulować za pomocą ustawień. W przypadku każdego konta, gdy zostanie osiągnięta maksymalna liczba nieudanych prób logowania, zostanie ono zablokowane na określony czas. Nie ma znaczenia, z którego interfejsu nastąpiło logowanie. Konto zostanie odblokowywane przy pierwszym udanym logowaniu po okresie blokady.

Jeżeli ustawienie metody uwierzytelnienia zostanie zmienione, zalogowany użytkownik będzie musiał się wylogować.

19.4.2 IMPLEMENTACJA PODSTAWOWEGO BEZPIECZEŃSTWA

19.4.2.1 UWIERZYTELNIENIE URZĄDZENIA/LOKALNE

W trybie uwierzytelniania urządzenia urządzenie IED zapewnia lokalne zabezpieczenia serwera RBAC. Urządzenie IED obsługuje niepowtarzalne nazwy użytkowników urządzeń i bezpiecznie przechowuje hasła urządzenia. Do szyfrowania haseł używany jest PBKDF2 z algorytmem SHA256 i unikatowym 64-bitowym ciągiem zakłócającym dla każdego użytkownika.

Hasła innych użytkowników może zmieniać wyłącznie administrator. Wszyscy użytkownicy urządzenia mogą zmieniać swoje hasła. Do procedury resetowania/odzyskania hasła wymagana będzie rola administratora.

Poziom dostępu osoby przeglądającej nie jest powiązany z hasłem i jest domyślnym połączeniem z urządzeniem. Domyślne hasło dla poziomu dostępu: administrator, inżynier i operator to 0.

19.4.2.2 DOSTĘP CZTEROPOZIOMOWY

Podstawowe bezpieczeństwo urządzeń IED obejmuje 4 ustalone role: administrator, inżynier, operator i przeglądający. Ustalone lokalne nazwy użytkownika są dopasowane do tych ról.

Wszystkie role poza przeglądającym są zabezpieczone hasłem. Logowanie przeglądającego następuje automatycznie bez potrzeby wprowadzania hasła na panelu przednim ani innym porcie komunikacji.

Funkcje poszczególnych ról lub poziomów dostępu przedstawiono w tabeli poniżej dla podstawowego bezpieczeństwa (starszego):

Funkcja		Administrator	Inżynier	Operator	Przeglądający
Ustawienia	Ustawienia bezpieczeństwa	RW	R	R	R
	Zmiana własnego hasła	Tak	Tak	Tak	X
	Zmiana własnego hasła (zaawansowane bezpieczeństwo)	Tak	Tak	Tak	Tak
	Tworzenie nowych/modyfikowanie użytkowników, przypisywanie ról (zaawansowane bezpieczeństwo OC)	RW	X	X	X
	Ustawienia niezwiązane z bezpieczeństwem	RW	RW	R	R
	FlexLogic	RW	RW	R	R
	Ustawienia IEC 61850	RW	RW	R	R
	Ustawienia fabryczne	X	X	X	X
Polecenia	Zmiana daty	RW	RW	X	X
	Powiązane z BKR	RW	RW	RW	X
	Kasowanie zapisów	RW	X	X	X
	Przywr domysl	RW	X	X	X
	KASUJ	W	W	W	X
Plik	Odczyt pliku konfigur.	R	R	R	R
	Zapis pliku konfigur.	W	W	X	X
Aktualizacja oprogramowania układowego		W	X	X	X
Przesyłanie oprogramowania układowego		W	X	X	X
Wartości rzeczywiste	Stan	R	R	R	R
	Pomiary	R	R	R	R
Raporty	Zdarzenia	R	R	R	R
	Przebiegi	R	R	R	R
	Dziennik audytów bezpieczeństwa	R	R	X	X

19.4.2.3 DOSTĘP Z OBEJŚCIEM

Funkcja „Bypass Access” (Dostęp z obejściem) pozwala ominąć uwierzytelnianie bezpieczeństwa. Gdy ustawienie jest inne niż „Disabled” (Wył.), wówczas użytkownik otrzymuje prawa dostępu administratora w skonfigurowanym interfejsie. Jeśli na przykład użytkownik skonfiguruje go jako „Local” (lokalny), to uwierzytelnianie użytkownika nie jest potrzebne przy dostępie przez USB lub HMI. Inną możliwością jest obejście uwierzytelniania „HMI only” (tylko dla HMI), gdzie użytkownik może wyświetlać i modyfikować wszystkie ustawienia, wyświetlać wartości rzeczywiste

lub wykonywać polecenia. Funkcja zabezpieczenia obejściowego zapewnia łatwiejszy dostęp bez uwierzytelniania i szyfrowania. Dlatego użycie tej funkcji powinno być ograniczone wyłącznie do fazy rozruchu lub gdy zostanie uznane za bezpieczne. Funkcję tę może włączyć wyłącznie administrator.

19.4.2.4 ZWIĘKSZONE BEZPIECZEŃSTWO HASŁA

Gdy ustawienie Password complexity (Złożoność hasła) ma wartość „Enabled” (Wł.), pozwala użytkownikowi na konfigurację ciągów haseł zgodnie z zasadami złożoności zdefiniowanymi poniżej. Gdy to ustawienie jest skonfigurowane jako „Disabled” (Wył.), wówczas użytkownik może zmienić hasło na dowolny ciąg o długości maksymalnej 20 znaków.

Złożoność hasła charakteryzuje się następującymi cechami:

- Hasła nie mogą zawierać nazwy konta użytkownika ani części pełnej nazwy użytkownika składających się z więcej niż dwóch kolejnych znaków
- Musi zawierać co najmniej 8 znaków. Maksymalna długość to 20 znaków ASCII.
- Hasła muszą zawierać znaki ze wszystkich czterech kategorii:
 - wielkie litery alfabetu angielskiego (od A do Z)
 - małe litery alfabetu angielskiego (od a do z)
 - Cyfry: podstawowe 10 cyfr (od 0 do 9).
 - Znaki specjalne niealfanumeryczne (na przykład @, ', #, {, ale nie tylko)

Urządzenie IED obsługuje szyfrowanie haseł. Stosowany algorytm szyfrowania to PBKDF2 z SHA256 oraz unikatowym, generowanym losowo 64-bitowym ciągiem zaburzającym dla każdego użytkownika.

19.4.2.5 WYŁĄCZANIE PORTÓW FIZYCZNYCH I LOGICZNYCH

Aby zabezpieczyć system, zaleca się wzmocnienie produktu (wzmocnienie bezpieczeństwa produktu) poprzez wyłączenie nieużywanych protokołów i portów fizycznych. Jest to najprostsza metoda, aby zapewnić mniejsze ryzyko bezpieczeństwa. Urządzenie IED zapewnia możliwość włączania lub wyłączania protokołów/portów na podstawie ich użytkowania.

Urządzenie IED umożliwia wyłączenie dowolnego z wymienionych niżej portów fizycznych:

- przedni port szeregowy USB
- tylny port RS485
- port Ethernet

Urządzenie IED umożliwia wyłączenie dowolnego z wymienionych niżej protokołów komunikacyjnych:

- IEC 61850 (MMS oraz GOOSE)
- Modbus RTU
- Modbus TCP
- DNP3oE
- DNP3 Serial
- IEC 60870-5-103
- TFTP

Protokoły synchronizacji czasu można selektywnie włączać/wyłączać w zależności od konfiguracji.

- IRIG-B
- SNTP

Media	Typ portu	Numery portów
Modbus TCP	TCP	502

Media	Typ portu	Numery portów
DNP3oE	TCP	20000
	UDP	20000
IEC 61850 (MMS)	TCP	102
TFTP	UDP	69
SFTP (SSH)	TCP	22

Uwaga:

Informacje na temat protokołów danych, dostępności usług i szczegółowe informacje można znaleźć w punkcie Interfejsy komunikacyjne w rozdziale Komunikacja.

19.4.2.6 NIESZYFROWANY/CZYSTY TEKST MODBUS

Ze względu na prośby klientów o korzystanie ze „zwykłej” lub „nieszyfrowanej” komunikacji Modbus z aplikacjami SCADA w niektórych scenariuszach ustawienie Modbus TCP w ścieżce **DEVICE\COMMUNICATIONS\MODBUS** obsługuje następujące opcje:

Wyłączone: gdy ustawienie **Modbus TCP** ma wartość Disabled (Wyl.), port 502 będzie zamknięty.

Włączone: gdy ustawienie **Modbus TCP** ma wartość Enabled (Wł.), uprawniony użytkownik może odczytywać lub zapisywać dane przez zwykły Modbus przy użyciu portu 502 po pomyślnym uwierzytelnieniu.

Tylko do odczytu (*): gdy ustawienie **Modbus TCP** ma wartość Read-Only (Tylko do odczytu), uprawniony użytkownik może jedynie odczytywać dane przez zwykły Modbus przy użyciu portu 502.

Domyślne ustawienie **Modbus TCP** to Enabled (Wł.).

Ustawienie to może być konfigurowane przez użytkownika o roli administratora. Po skonfigurowaniu ustawienia na wartość inną niż Disabled (Wyl.) urządzenie IED dopuści komunikację z aplikacją SCADA innej firmy w postaci zwykłego tekstu Modbus przez port 502. Ponadto w przypadku zmiany konfiguracji przekaźnik zarejestruje zdarzenie bezpieczeństwa w celu zidentyfikowania użytkownika.

Uwaga:

Oprogramowanie EnerVista Configuration będzie zawsze komunikować się z IED przez SSH, używając portu 22.

Uwaga:

(*) Opcja Tylko do odczytu jest dostępna tylko w przypadku opcji podstawowego cyberbezpieczeństwa Cortec. Zaawansowane cyberbezpieczeństwo będzie miało tylko opcje Wyłączone i Włączone.

19.4.2.7 ZDARZENIA BEZPIECZEŃSTWA:

Zdarzenia bezpieczeństwa można wyświetlić w oprogramowaniu EnerVista Configuration w ścieżce RECORDS \SECURITY EVENTS.

Plik „securelog.csv” przechowuje informacje o zdarzeniach bezpieczeństwa. Łącznie co najmniej 1024 zdarzenia są przechowywane w buforze cyklicznym w pamięci nieulotnej. Gdy plik osiągnie maksymalny limit, najstarsze zdarzenie zostanie zastąpione przez najnowsze zdarzenie bezpieczeństwa.

Informacje o zdarzeniach bezpieczeństwa obsługiwane i przechowywane w pliku zdarzeń dla każdego zdarzenia zawierają następujące dane: Priority (Priorytet), Version (Wersja), Timestamp (Sygnatura czasowa), Host, Process Name (Nazwa procesu), Message Id (Identyfikator wiadomości), identyfikator IEC@41912, Text (Tekst) i identyfikator UsrID.

Sygnatura czasowa jest zgodna ze strefą czasową UTC.

Plik ten będzie przechowywany w urządzeniu IED i będzie dostępny z poziomu oprogramowania EnerVista Configuration dla użytkownika z rolą administratora. W przypadku podstawowego bezpieczeństwa ten plik poda użytkownikowi jedynie informacje o audycie bezpieczeństwa. Ten plik będzie przydatny dla użytkownika zaawansowanego bezpieczeństwa, jeśli dziennik systemowy (syslog) nie jest skonfigurowany lub nie działa z powodu jakiegoś problemu.

Uwaga:

W wersji oprogramowania układowego 4.20 zdarzenia bezpieczeństwa można wyświetlać w ścieżce `RECORDS\SECURITY EVENTS`. Pliki zdarzeń bezpieczeństwa (securelog) są dostępne do pobrania w formacie „csv” i „txt” z pliku zip raportu serwisowego, który można pobrać w oknie online oprogramowania EnerVista Configuration, klikając ostatnią ikonę od prawej, pod nazwą „Service Report” (Raport serwisowy).

19.4.3 IMPLEMENTACJA ZAAWANSOWANEGO CYBERBEZPIECZEŃSTWA

Przy uwierzytelnianiu urządzenia w ramach zaawansowanego cyberbezpieczeństwa wszyscy użytkownicy – przeglądający, administrator, inżynier oraz operator – muszą wprowadzić nazwę użytkownika i hasło, aby uzyskać uprawnienia dostępu. Domyślne hasło zaawansowanego cyberbezpieczeństwa to ChangeMe1#.

W przypadku wcześniejszych wersji oprogramowania układowego: zaawansowane cyberbezpieczeństwo zostało zbudowane na bazie podstawowego cyberbezpieczeństwa, aby zapewnić podstawowe opcje cyberbezpieczeństwa oraz dodatkowe właściwości zaawansowanego cyberbezpieczeństwa, które nie były dostępne w podstawowym cyberbezpieczeństwie.

W przypadku późniejszych wersji oprogramowania układowego: podstawowe cyberbezpieczeństwo to starsza implementacja. Zaawansowane cyberbezpieczeństwo to oddzielna implementacja cyberbezpieczeństwa, w pełni konfigurowalna zgodnie z normą IEC 62351-8.

19.4.3.1 UPRAWNIENIA A MACIERZ DOSTĘPU / PRZYPISYWANIE UPRAWNIENÍ

Przy podstawowym bezpieczeństwie (starszym) dostęp jest zarządzany za pomocą tabeli macierzy opartej na rolach (zobacz punkt Dostęp czteropoziomowy w części Implementacja podstawowego bezpieczeństwa).

W przypadku zaawansowanego bezpieczeństwa dostępem zarządza się przez zbiór uprawnień. Poniższa tabela przedstawia różne funkcje zarządzane przez oprogramowanie EnerVista Configuration oraz uprawnienia, które użytkownik powinien mieć, aby zapisywać lub odczytywać wartości na różnych ekranach:

Funkcja		ID uprawnienia do zapisu	ID uprawnienia do odczytu
Ustawienia	Ustawienia bezpieczeństwa	11+13	11+13
	Zmiana własnego hasła	Bieżący użytkownik	ND.
	Zmiana wszystkich haseł	13	13
	Tworzenie nowych/modyfikowanie użytkowników, przypisywanie ról (zaawansowane bezpieczeństwo)	13	13
	Ustawienia niezwiązane z bezpieczeństwem	9	2
	FlexLogic	9	2
	Ustawienia IEC 61850	3	2
	Grupa ustawień	10	2

Polecenia	Zmiana danych	9	ND.
	Powiązane z BKR	8	ND.
	Kasowanie zapisów	7	ND.
	Przywr domysl	7	ND.
	KASUJ	8	ND.
Operacje na plikach	Plik konfig.	6	5
Aktualizacja oprogramowania układowego	Aktualizacja oprogramowania układowego	14	ND.
Wartości rzeczywiste	Stan	ND.	2
	Pomiary	ND.	2
Raporty	Zdarzenia	ND.	5
	Przebiegi	ND.	5
	Dzienniki audytów bezpieczeństwa	ND.	12

Uwaga:

Definicje uprawnień: patrz tabela Definicja uprawnień w części IEC 62351.

19.4.3.2 UWIERZYTELNIANIE SERWERA/ZDALNE

Implementacja uwierzytelniania serwera/zdalnego różni się we wcześniejszych i nowszych wersjach.

W przypadku wcześniejszych wersji oprogramowania układowego: tryb uwierzytelniania serwera **korzysta wyłącznie z usługi RADIUS**.

Następujące serwery RADIUS można ustawić jako centralny serwer uwierzytelniania klienta:

- Serwer FreeRADIUS
- Serwer Microsoft NPS
- Menedżer uwierzytelniania RSA

Implementacja RADIUS obsługuje następujące protokoły uwierzytelniania:

- PEAPv0 z wewnętrzną metodą uwierzytelniania MS-CHAPv2 (do obsługi serwera NPS firmy Microsoft)
- EAP-TTLS z wewnętrzną metodą uwierzytelniania PAP (do obsługi RSA AM)
- EAP z wewnętrzną metodą uwierzytelniania GTC (do obsługi RSA AM)
- PAP (niezabezpieczony, do obsługi dowolnego serwera RADIUS)

Dla późniejszych wersji oprogramowania układowego 4.20: tryb uwierzytelniania serwera może korzystać z **RADIUS** lub **LDAP**, gdzie:

RADIUS:

Możliwe serwery używane jako centralny serwer uwierzytelniania:

- Serwer FreeRADIUS
- Menedżer uwierzytelniania RSA

Implementacja obsługuje protokoły uwierzytelniania:

- PEAPv0 z wewnętrzną metodą uwierzytelniania MS-CHAPv2
- EAP-TTLS z wewnętrzną metodą uwierzytelniania PAP (do obsługi RSA AM)
- PAP (niezabezpieczony, do obsługi dowolnego serwera RADIUS)

LDAP:

Możliwe serwery używane jako centralny serwer uwierzytelniania:

- Serwer Microsoft Active Directory
- OpenLDAP

Implementacja obsługuje protokoły uwierzytelniania:

- TCP
- STARTTLS

19.4.3.3 UWIERZYTELNIENIE SERWERA/ZDALNE (RADIUS)

W trybie uwierzytelniania serwera usługa urządzenie IED uwierzytelnia użytkownika przy użyciu serwera RADIUS. Klient usługi RADIUS znajduje się w produkcie i łączy się z serwerem usługi RADIUS.

Klient może używać dowolnego z następujących serwerów RADIUS jako centralnego serwera uwierzytelniania

- Serwer FreeRADIUS
- Menedżer uwierzytelniania RSA

Użytkownicy i hasła usługi RADIUS są tworzone na serwerze (w usłudze Active Directory). Każdy użytkownik usługi RADIUS powinien mieć hasło (zgodne z zasadami haseł usługi Active Directory) i przypisaną określoną rolę w usłudze Active Directory.

Przełącznik obsługuje dwa serwery w konfiguracji dla redundancji. Inteligentne urządzenie elektroniczne spróbuje po kolei nawiązać kontakt z każdym z nich, aż jeden z nich zareaguje. Gdy pierwszy serwer RADIUS jest niedostępny, następuje próba uwierzytelnienia RADIUS na kolejnym serwerze.

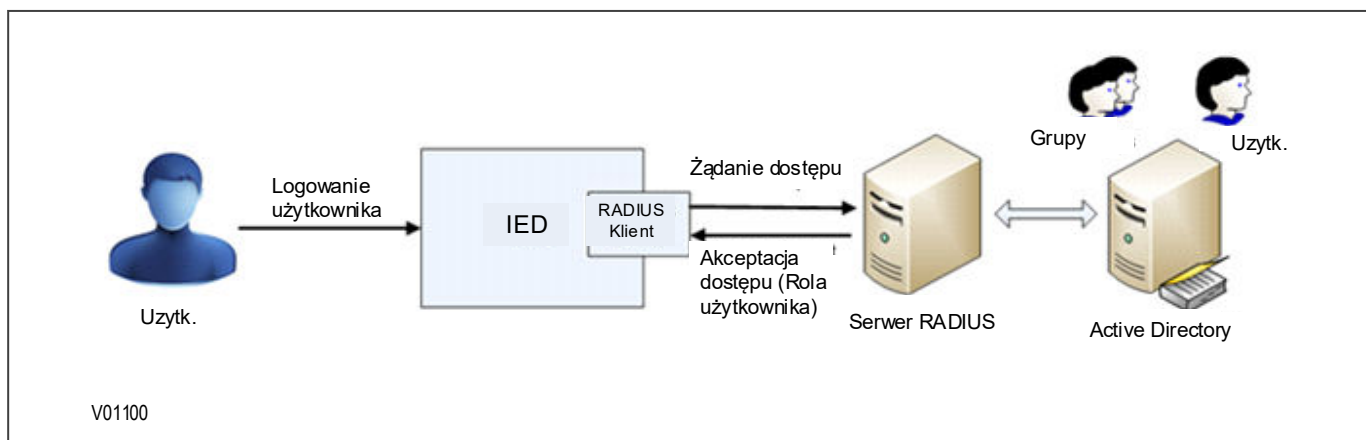


Figure 193: Komunikacja serwer/klient RADIUS

Urządzenie IED najpierw spróbuje nawiązać kontakt z serwerem 1 do skonfigurowanej liczby ponownych prób, odczekując limit czasu pomiędzy każdym żądaniem. Po tym momencie, jeśli nadal nie ma poprawnej odpowiedzi z serwera 1, przełącza się na serwer 2 i powtarza się żądanie do maksymalnej liczby skonfigurowanych ponownych prób. Jeśli osiągnięte maksimum przy ponawianiu prób na drugim serwerze, całkowicie rezygnuje z uwierzytelniania serwera i wraca do uwierzytelniania urządzenia (tylko jeśli wybrano metodę uwierzytelniania serwera i urządzenia). W tym przypadku rejestrowane jest również zdarzenie niedostępności serwera RADIUS „RADIUS Server unavailable”.

Urządzenie IED uwierzytelnia i autoryzuje użytkowników RADIUS przy użyciu następującego stosu uwierzytelniania:

- Podstawowy Radius, jeśli jest włączony (zatrzymanie w przypadku wprowadzenia błędnych danych uwierzytelniających, kontynuacja wszystkich innych błędów)
- Pomocniczy Radius, jeśli jest włączony (zatrzymanie w przypadku wprowadzenia błędnych danych uwierzytelniających, kontynuacja wszystkich innych błędów). Implementacja RADIUS obsługuje następujące protokoły uwierzytelniania:
- PEAPv0 z wewnętrzną metodą uwierzytelniania MS-CHAPv2 (do obsługi serwera NPS firmy Microsoft)
- EAP-TTLS z wewnętrzną metodą uwierzytelniania PAP (do obsługi RSA AM)
- PAP (niezabezpieczony, do obsługi dowolnego serwera RADIUS)

Implementacja RADIUS wysyła zapytanie dotyczące atrybutu dostawcy identyfikatora roli i ustanawia kontekst zabezpieczeń zalogowanego użytkownika z tą rolą.

Jeśli wybrano uwierzytelnianie serwera, ale serwer RADIUS nie działa, urządzenie IED podejmie próbę uwierzytelnienia urządzenia.

Uwaga:

W przypadku wersji 4.20 i nowszych domyślne ustawienia zabezpieczeń różnią się od ustawień wersji 4.10 i wcześniejszych (np. ustawienia RADIUS Port Prim i Sec w wersji 4.20 to 2083, podczas gdy w wersji 4.10 są to 1812). Należy sprawdzić domyślne wartości 4.20 ustawione w urządzeniu i zaktualizować je do wartości wymaganej do konfiguracji zabezpieczeń.

19.4.3.4 UWIERZYTELNIANIE SERWERA/ZDALNE (STARSZY MODEL PULL LDAP)

Przełącznik obsługuje starszy model Pull LDAP. Model PULL z LDAP jest wyjaśniony w punkcie IEC 62351-8.

W starszych projektach będzie to repozytorium LDAP (np. Windows Active Directory), a informacje RBAC są ograniczone do ról i są zwracane w prostej odpowiedzi LDAP po pomyślnym uwierzytelnieniu użytkownika. Przełącznik implementuje to starsze użycie protokołu LDAP.

Kontrola dostępu oparta na rolach i starszy protokół LDAP

W modelu RBAC użytkownicy są przypisywani do ról, za pomocą których uzyskują uprawnienia. Mapowanie między tymi uprawnieniami ogólnymi a działaniami specyficznymi dla urządzenia służy do określenia, czy użytkownik ma prawo do wykonania danego działania na zasobie (obiekcje).

Dane RBAC, które zmieniają się częściej, są przechowywane poza urządzeniem w repozytorium dostawcy identyfikatora, którym w tym przypadku jest serwer LDAP. Dane te obejmują poświadczenia użytkowników, role i powiązania między użytkownikami i rolami.

W poniższej tabeli wyjaśniono reprezentację danych RBAC i LDAP:

Dane RBAC	Dane LDAP
Podmiot (użytkownik)	Użytkownik
hasło	hasło
rola	Grupa
Powiązanie rola-użytkownik	Członkostwo (użytkownika w grupie)

Protokoły komunikacyjne

Implementacja protokołu LDAP obsługuje dwa protokoły: TCP i TCP przez TLS, a dla TCP przez TLS obsługuje STARTTLS.

Obsługiwana jest wersja 1.2 TLSv i wyższe. Wersje TLS poniżej 1.2 nie są obsługiwane.

Zapytanie LDAP i token dostępu

W przypadku już uwierzytelnionego użytkownika na żądanie protokół LDAP zwraca token zawierający grupy IEC 62351-8, których członkiem jest użytkownik (żądanie wyszukiwania LDAP).

Aby uzyskać lepszą wydajność (szybsze zapytania) i utworzyć poprawne zapytanie LDAP, wymagane są następujące dane wejściowe:

- **users OU**: jednostka organizacyjna użytkownika. Zakłada się, że nawet na istniejącym serwerze LDAP, takim jak Active Directory, z dużą liczbą użytkowników, wszyscy użytkownicy należą do tej samej jednostki organizacyjnej.
- **roles OU**: jednostka organizacyjna grup. W tym przypadku również zakłada się, że wszystkie role należą do jednej jednostki organizacyjnej przeznaczonej do tego celu.
- **base DN**: idealnie, gdy jest to węzeł znajdujący się najbliżej jednostek organizacyjnych, który jest także ich bezpośrednim i pośrednim elementem nadrzędnym. Wartość ta służy do zawężenia obszaru wyszukiwania członkostwa w grupach użytkowników. W konsekwencji zarówno użytkownicy, jak i role jednostki organizacyjnej muszą być częścią tej domeny.

Ilustracja poniżej przedstawia przykładowe drzewo LDAP:

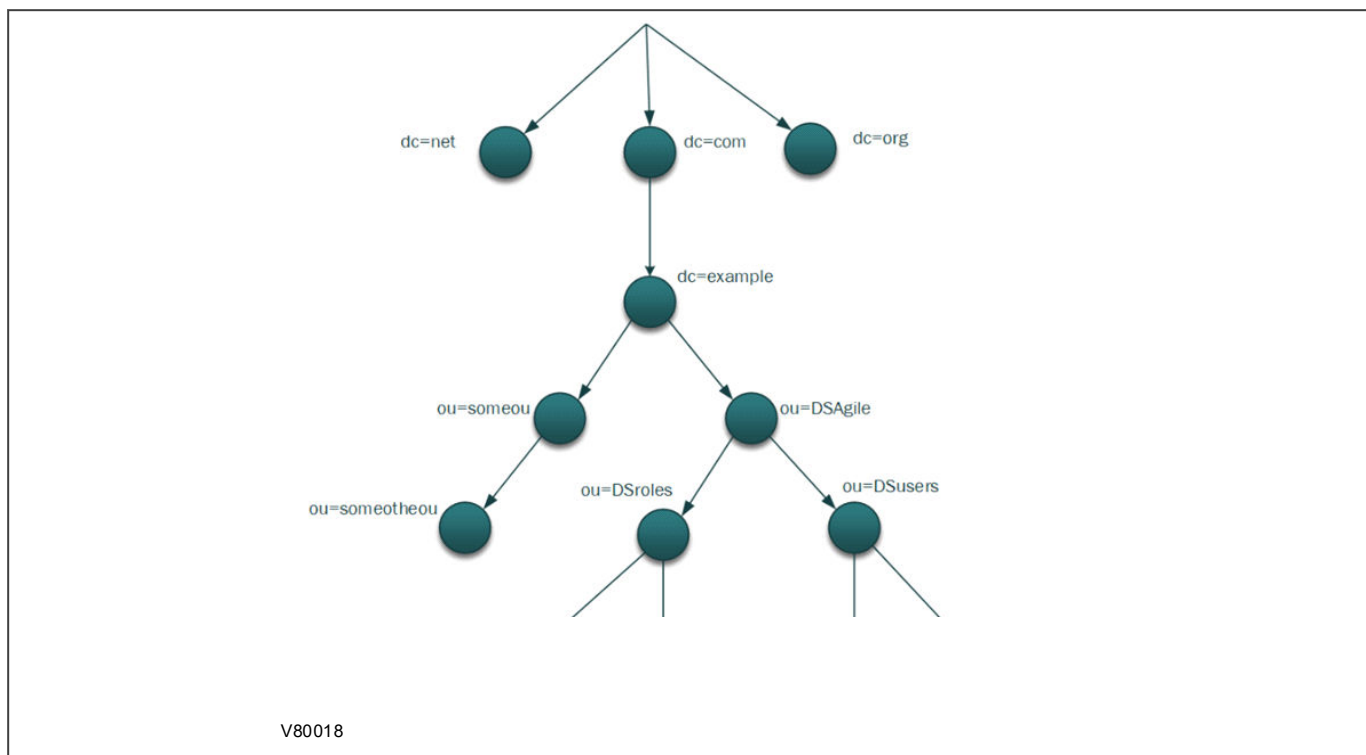


Figure 194: Przykładowe drzewo LDAP

Na potrzeby struktury danych przedstawionej powyżej należy podać następujące dane:

- **user OU**: ou=DSusers,ou=DSAgile,dc=example, dc=com
- **roles OU**: ou=DSroles,ou=DSAgile,dc=example, dc=com
- **based DN**: ou=DSAgile,dc=example,dc=com

Uwaga:

W przypadku base DN można także podać dc=example, dc=com, ale będzie to skutkowało mniejszą wydajnością, ponieważ obszar wyszukiwania zostanie niepotrzebnie rozszerzony.

Uwaga:

W oprogramowaniu konfiguracyjnym EnerVista nie podaje się user DN, roles DN i Based DN do konfiguracji LDAP. DN zapewnia pełną ścieżkę, gdzie OU podaje lokalną ścieżkę.

Konfiguracja

Klient LDAP w urządzeniu jest skonfigurowany przy użyciu narzędzia konfiguracyjnego „RBAC UserManagement” wbudowanego w narzędzie konfiguracyjne EnerVista. Więcej informacji na temat konfiguracji LDAP można znaleźć w rozdziale dotyczącym narzędzia konfiguracyjnego EnerVista.

Serwer główny i zapasowy

Można zdefiniować maksymalnie dwa serwery LDAP. Będą one nazywane, odpowiednio, serwerem głównym i zapasowym. Serwer główny jest obowiązkowy, a serwer zapasowy – opcjonalny.

Podczas inicjacji serwer główny jest ustawiany jako serwer roboczy.

Jeżeli serwer główny będzie niedostępny:

- Serwer zapasowy ustawiany jest jako serwer roboczy.
- Gdy serwer główny znów będzie działać, stanie się serwerem roboczym, który zawsze będzie miał pierwszeństwo przed serwerem zapasowym.
- Jeżeli także serwer zapasowy stanie się niedostępny, urządzenie przełączy się na tryb awaryjny.
- Gdy serwer zapasowy znów zacznie działać, stanie się serwerem roboczym i przełączy z powrotem na tryb zdalny, np. starszy LDAP.

Podsumowanie:

- Serwer główny zawsze ma pierwszeństwo przed serwerem zapasowym.
- Lokalny stan awaryjny występuje tylko wówczas, gdy nie działa żaden z dwóch serwerów.

Serwer LDAP uznaje się za nie działający z różnych przyczyn, takich jak:

- Nie można się z nim skontaktować z powodu problemów z siecią lub ze sprzętem.
- Nie można ustanowić bezpiecznego tunelu TLS z powodu problemu z certyfikatem (np. brak certyfikatu, certyfikat nieważny lub cofnięty), gdy protokół komunikacyjny jest ustawiony na StartTLS.

19.4.4 NIEPOWTARZALNE, KONFIGUROWALNE NAZWY UŻYTKOWNIKA

W „Zaawansowanym bezpieczeństwie” użytkownik może konfigurować maksymalnie 20 konfigurowalnych kont użytkownika. W ramach tego użytkownik może skonfigurować nazwę użytkownika (długość może wynosić do 20 znaków ASCII), hasło dla nazwy użytkownika (zgodnie ze złożonością hasła) i przypisać obsługiwaną rolę użytkownika (zakres: administrator, inżynier, operator, przeglądający, dowolna inna rola skonfigurowana przez użytkownika).

Administrator jest uprawniony do konfigurowania różnych kont i modyfikowania haseł do wszystkich dostępnych kont. Użytkownicy, którzy nie są administratorami, mogą modyfikować tylko własne hasło do konta.

Zaleca się więcej niż jedno konto administratora.

19.4.5 BEZPIECZNA KOMUNIKACJA SZYFROWANA**19.4.5.1 MODBUS/SSH**

Protokół Secure Shell (SSH) zapewnia bezpieczny kanał w niezabezpieczonej sieci przy użyciu

architektury klient-serwer. Serwer SSH znajduje się w IED. Bezpiecznie szyfruje polecenia i dane Modbus między pakietem narzędzi a sobą za pomocą przekierowania portów.

Architektura SSH jest opisana w RFC4251 i składa się trzech elementów:

- Protokół warstwy transportowej (SSH-TRANS) – RFC 4253
- Protokół uwierzytelniania użytkownika (SSH-USERAUTH) – RFC 4252
- Protokół połączeń (SSH-CONNECT) – RFC 4254

Funkcja przekierowania portów jest dostępna tylko w ramach TCP/IP. UDP nie jest obsługiwany. Serwer SSH w produkcie działa w porcie 22.

Obsługuje szyfry: RSA 2048, AES-128-CBC lub AES-128-GCM, HMAC-SHA-256.

Serwer SSH ma limit czasu na uwierzytelnianie i rozłączanie, jeśli uwierzytelnianie nie zostało zaakceptowane przed upływem limitu czasu.

19.4.5.2 SFTP

SFTP (SSH File Transfer Protocol) to protokół przesyłania pliku używany wraz z SSHv2. Zapewnia bezpieczny dostęp do plików, przesyłanie plików oraz zarządzanie plikami.

Polecenia SFTP będą ograniczone przez określony czas, aby uniknąć ataków DOS, a także wprowadzić dostęp do pliku oparty na rolach.

19.4.6 DZIENNIK SYSTEMU

Inteligentne urządzenie elektroniczne IED obsługuje raportowanie zdarzeń związanych z bezpieczeństwem za pośrednictwem protokołu Syslog w celu wspierania systemów zarządzania zdarzeniami związanymi z informacjami o bezpieczeństwie (SIEM) na potrzeby scentralizowanego monitorowania cyberbezpieczeństwa za pośrednictwem protokołu UDP.

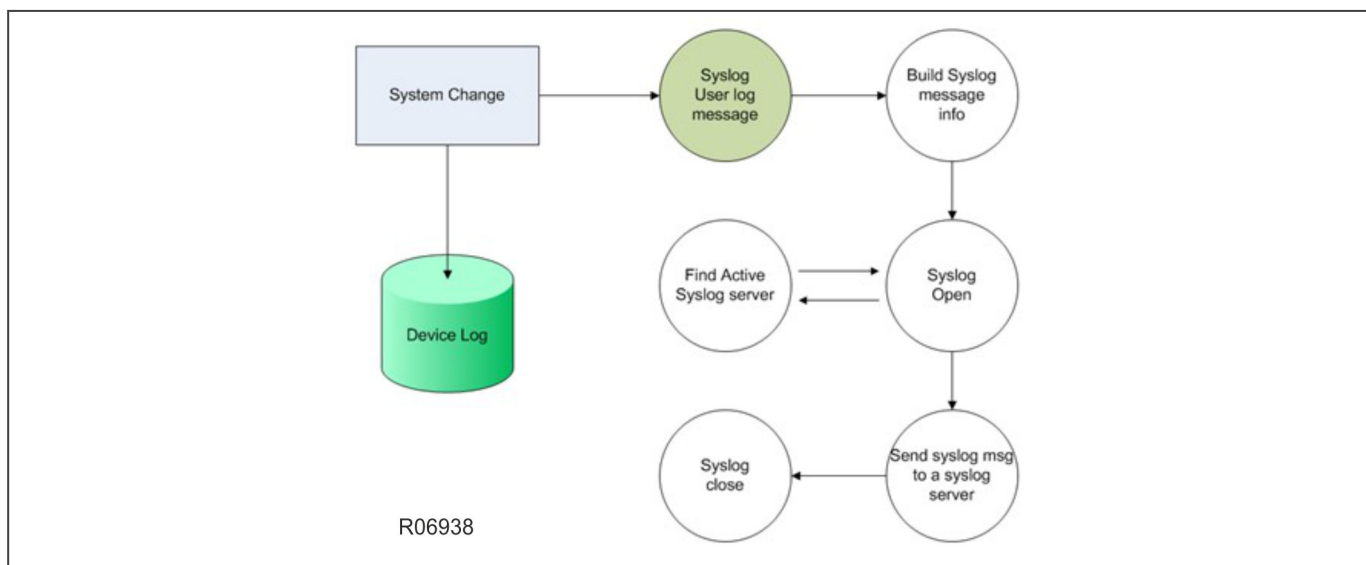


Figure 195: Implementacja syslog

Obsługiwane są 2 serwery syslog w konfiguracji z myślą o nadmiarowości. Inteligentne urządzenie elektroniczne spróbuje po kolei nawiązać kontakt z każdym z nich, aż jeden z nich zareaguje.

Urządzenie IED zapisuje na zdalnym serwerze syslog:

- Zdarzenia logowania użytkownika (zarówno udane, jak i nieudane)
- Zdarzenia logowania błędów
- Zdarzenia logowania błędu jądra

Zdarzenia syslog

Mnemonik	Typ dziennika	IEC Wersja	Znaczenie	Identyfikator numeryczny zdarzenia cyberbezpieczeństwa (ID)	Tekst (pojedyncza spacja pomiędzy kolejnymi słowami)	Odniesienia i uwagi
LOGIN_OK	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC 62351-14:1	Logowanie pomyślne	[IEEE 1686] określa rejestrowanie zdarzeń pomyślnego zalogowania użytkownika. Ogólnie rzecz biorąc, [IEC 62443-4-2] wymaga dzienników audytu dla kontroli dostępu.
LOGIN_OK_PW_EXPIRED	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC 62351-14:2	Hasło wygasło, logowanie pomyślne	[NERC-CIP-007-5] wymaga polityki bezpieczeństwa. W przypadku gdy lokalna polityka bezpieczeństwa podmiotu pozwala użytkownikowi na dalsze logowanie się w trakcie wygaśnięcia hasła, na przykład w celu obsługi krytycznej sytuacji awaryjnej, to zdarzenie byłoby przydatne. Ogólnie rzecz biorąc, [IEC 62443-4-2] wymaga dzienników audytu dla kontroli dostępu.
LOGIN_FAIL_WRONG_CR	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC 62351-14:3	Logowanie nie powiodło się – nieprawidłowe poświadczenia	[NERC-CIP-007-5] wymaga rejestrowania odpowiedniego bezpieczeństwa cybernetycznego zarówno dla udanych, jak i nieudanych logowań użytkowników. Ogólnie rzecz biorąc, [IEC 62443-4-2] wymaga dzienników audytu dla kontroli dostępu.
LOGIN_FAIL_3_TIMES	IEC 62351-14	1	alarm	IEC 62351-14:5	Trzykrotne nieudane logowanie	[IEEE 1686] Chociaż [IEEE 1686] wspomina o rejestrowaniu zdarzenia po 3 nieudanych próbach dostępu, im wcześniej ta anomalia zostanie zarejestrowana, tym bardziej cybernetycznie bezpieczna może być jednostka.
LOGIN_FAIL_SESSIONS_LIMIT	IEC 62351-14	1	alarm	IEC 62351-14:6	Logowanie nie powiodło się, zbyt dużo sesji użytkowników	[IEEE 1686] [NERC-CIP-007-5] wymaga rejestrowania odpowiedniego bezpieczeństwa cybernetycznego zarówno dla udanych, jak i nieudanych logowań użytkowników. Ogólnie rzecz biorąc, [IEC 62443-4-2] wymaga dzienników audytu dla kontroli dostępu.
LOCK_USER_WRONG_CR	IEC 62351-14	1	alarm	IEC 62351-14:7	Użytkownik zablokowany – nieprawidłowe poświadczenia	[NERC-CIP-007-6] zaleca ograniczenie liczby nieudanych prób dostępu i sugeruje środki blokady konta. W przypadku gdy lokalna polityka bezpieczeństwa podmiotu ogranicza jego dostęp do użytkownika na określony czas z powodu powtarzającej się pewnej liczby nieudanych prób logowania przez tego użytkownika, konieczne jest wygenerowanie odpowiedniego zdarzenia. Ten typ zdarzenia zwiększa bezpieczeństwo jednostki, zmniejszając powierzchnię ataku typu brute force ze strony osoby atakującej.
LOGOUT_USER	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC 62351-14:8	Wylogowanie (użytkownik wylogowany)	[IEEE 1686] określa rejestrowanie zdarzeń wylogowania inicjowanego przez użytkownika.
LOGOUT_TIMEOUT	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC 62351-14:9	Wylogowanie z powodu braku aktywności użytkownika (limit czasu)	[IEEE 1686] określa rejestrowanie zdarzeń, gdy użytkownik jest nieaktywny po zalogowaniu się przez określony czas.
SW_UPDATE_OK	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC 62351-14:14	Aktualizacja oprogramowania powiodła się	[IEEE 1686] wymaga rejestrowania audytu dla aspektów związanych z oprogramowaniem układowym. Oprogramowanie to określenie ogólne, które obejmuje również oprogramowanie układowe.
SW_UPDATE_FAIL	IEC 62351-14	1	alarm	IEC 62351-14:15	Aktualizacja oprogramowania nie powiodła się	
SYSLOG_EVENT_SETTING_CHANGE	IEC 62351-14	1	alarm	IEC 62351-14:1	zmiana ustawienia,	„Zmiana ustawienia”. Zdarzenie wskazujące na zmianę(-y) ustawień. Pochodzenie: nazwa użytkownika i adres IP.
SYSLOG_EVENT_CLEAR_EVENT_RECORDS	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC62351-14:1	Czyszczenie zdarzeń	„Polecenie czyszczenia zdarzeń”. Wydano polecenie czyszczenia rejestru zdarzeń. Pochodzenie: nazwa użytkownika i adres IP.
SYSLOG_EVENT_CLEAR_TRANSIENT_RECORDS	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC62351-14:1	Czyszczenie rejestru przejściowego	„Polecenie czyszczenia rejestru przejściowego”. Wydano polecenie czyszczenia rejestru przejściowego. Pochodzenie: nazwa użytkownika i adres IP.
SYSLOG_EVENT_MODBUSTCP_ENABLED	IEC 62351-14	1	alarm	IEC62351-14:1	Modbus TCP włączony	„ModbusTCP włączony”. Port 502 został otwarty do odczytu/zapisu.
SYSLOG_EVENT_MODBUSTCP_DISABLED	IEC 62351-14	1	alarm	IEC62351-14:1	Modbus TCP wyłączony	„ModbusTCP wyłączony”. Port 502 zamknięty
SYSLOG_EVENT_MODBUSTCP_READONLY	IEC 62351-14	1	alarm	IEC62351-14:1	Modbus TCP tylko do odczytu	„ModbusTCP tylko do odczytu”. Port 502 został otwarty do operacji Tylko do odczytu.

Mnemonik	Typ dziennika	IEC Wersja	Znaczenie	Identyfikator numeryczny zdarzenia cyberbezpieczeństwa (ID)	Tekst (pojedyncza spacja pomiędzy kolejnymi słowami)	Odniesienia i uwagi
SYSLOG_EVENT_BYPASS_ACCESS_ENABLED	IEC 62351-14	1	alarm	IEC62351-14:1	Dostęp z obejściem włączony	„Dostęp z obejściem aktywowany”. Dostęp z obejściem został aktywowany.
SYSLOG_EVENT_BYPASS_ACCESS_DISABLED	IEC 62351-14	1	alarm	IEC62351-14:1	Dostęp z obejściem wyłączony	„Dostęp z obejściem dezaktywowany”. Dostęp z obejściem został dezaktywowany.
	IEC 62351-14	1	uwaga	IEC62351-14:1 [IEC@41912 ID="2910:6"]	Aktualizacja konfiguracji nie powiodła się	Nie można było zaktualizować konfiguracji na podstawie danego pliku. INVALID_CONFIGURATION_XML" UsrID="Application"
	IEC62351-14	1	uwaga	IEC62351-14:1 [IEC@41912 ID="2910:8"]	Konfiguracja aplikacji jest poprawna	

Uwaga:

W przypadku wersji 4.20 i nowszych dla użytkownika dostępne są zdarzenia dziennika systemowego przesyłania dalej, czyszczenia zdarzeń oraz czyszczenia rejestru przejściowych. Operandy FlexLogic nie są dostępne.

W przypadku wszystkich wersji oprogramowania układowego dla użytkownika dostępne są zdarzenia dziennika systemowego z wyłączonym dostępem obejściowym i z włączonym dostępem obejściowym. Operandy FlexLogic nie są dostępne.

19.4.7 ZWIĘKSZONE WZMOCNIENIE BEZPIECZEŃSTWA PRODUKTU

W przypadku zaawansowanego bezpieczeństwa urządzenie IED daje możliwość wyłączenia funkcji dodatkowych w komunikacji szyfrowanej. Protokoły SSH oraz SFTP w porcie 22 można wyłączyć.

19.4.7.1 FUNKCJE DODATKOWE

Opcja zaawansowanego bezpieczeństwa zapewnia właściwości wymienione poniżej.

19.4.8 UTRATA HASŁA

Przełączniki umożliwiają modyfikację wszystkich haseł do kont użytkowników przez użytkownika z uprawnieniami administratora. Użytkownicy niebędący administratorami mogą zmieniać własne hasła.

W przypadku zaawansowanego bezpieczeństwa zalecane jest, aby był więcej niż jeden użytkownik o roli administratora. Będzie to pomocne na wypadek utraty hasła administratora. Inne lokalne konto administratora lub użytkownik uwierzytelniania zdalnego z uprawnieniami administratora może zmodyfikować hasło administratora, którego hasło zostało utracone.

Jeśli serwer zdalnego uwierzytelniania nie jest skonfigurowany lub jest nieosiągalny, a w IED skonfigurowano tylko jednego administratora do uwierzytelniania lokalnego, jedynym sposobem zresetowania hasła administratora jest wykonanie ścieżki „Service command” (Polecenie usługi) **SETPPOINTS\DEVICE\INSTALLATION** na interfejsie HMI. Ta czynność spowoduje ustawienie domyślnych haseł do wszystkich kont.

Aby ustawić domyślne hasła do wszystkich kont, należy uzyskać dostęp do IED z interfejsu HMI, korzystając z innej roli. Należy przejść do sekcji Settings (Ustawienia) -> Product setup (Konfiguracja produktu) -> Install (Instalacja): na ekranie pojawi się opcja wprowadzenia „Service command” (Polecenie usługi). Użytkownik może wprowadzić polecenie, aby zresetować hasła do wszystkich kont.

Prosimy o kontakt z działem wsparcia klienta GE Vernova, aby uzyskać kod do wykonania tej czynności.

19.4.9 ŁADOWANIE KONFIGURACJI FABRYCZNEJ

Użytkownik musi się zalogować jako administrator. Należy przejść do ekranu Security (Bezpieczeństwo), a następnie w ustawieniu „Restore Defaults” (Przywróć domyślne) wybrać opcję „Yes” (Tak).

19.4.10 FUNKCJE DODATKOWE

Oprócz wszystkich funkcji podstawowego bezpieczeństwa opcja zaawansowanego bezpieczeństwa zapewnia właściwości wymienione poniżej.

19.4.10.1 UTRATA HASŁA

Przekaźniki umożliwiają modyfikację wszystkich haseł do kont użytkowników przez użytkownika z uprawnieniami administratora. Użytkownicy niebędący administratorami mogą zmieniać własne hasła.

W przypadku zaawansowanego bezpieczeństwa zalecane jest, aby był więcej niż jeden użytkownik o roli administratora. Będzie to pomocne na wypadek utraty hasła administratora. Inne lokalne konto administratora lub użytkownik uwierzytelniania zdalnego z uprawnieniami administratora może zmodyfikować hasło administratora, którego hasło zostało utracone.

Jeśli serwer zdalnego uwierzytelniania nie jest skonfigurowany lub jest nieosiągalny, a w IED skonfigurowano tylko jednego administratora do uwierzytelniania lokalnego, jedynym sposobem zresetowania hasła administratora jest wykonanie polecenia z interfejsu HMI. Ta czynność spowoduje ustawienie domyślnych haseł do wszystkich kont.

Należy uzyskać dostęp do IED z interfejsu HMI, korzystając z innej roli. Należy przejść do sekcji Settings (Ustawienia) -> Product setup (Konfiguracja produktu) -> Install (Instalacja): na ekranie pojawi się opcja wprowadzenia „Service command” (Polecenie usługi). Użytkownik może wprowadzić polecenie, aby zresetować hasła do wszystkich kont.

Prosimy o kontakt z działem wsparcia klienta GE, aby uzyskać kod do wykonania tej czynności.

19.4.10.2 ŁADOWANIE KONFIGURACJI FABRYCZNEJ

Użytkownik musi się zalogować jako administrator. Należy przejść do ekranu Security (Bezpieczeństwo), a następnie w ustawieniu „Restore Defaults” (Przywróć domyślne) wybrać opcję „Yes” (Tak).

19.5 NARZĘDZIE DO KONFIGURACJI CYBERBEZPIECZEŃSTWA ZARZĄDZANIA UŻYTKOWNIKAMI RBAC

W tym punkcie opisano narzędzie konfiguracyjne „RBAC UserManagement” (Zarządzanie użytkownikami RBAC) używane do konfiguracji cyberbezpieczeństwa.

W przypadku wcześniejszych wersji oprogramowania układowego: konfiguracja cyberbezpieczeństwa została przeprowadzona całkowicie w ustawieniach Modbus w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\SECURITY**. Więcej szczegółów można znaleźć na rysunkach poniżej.

W przypadku późniejszych wersji oprogramowania układowego: konfiguracja cyberbezpieczeństwa została częściowo przeprowadzona przy użyciu ustawień Modbus w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\SECURITY**, a dodatkowo przy użyciu narzędzia konfiguracyjnego cyberbezpieczeństwa RBAC UserManagement (Zarządzanie użytkownikami RBAC) przez oprogramowanie EnerVista.

Narzędzie konfiguracyjne cyberbezpieczeństwa „**RBAC UserManagement**” można znaleźć w wartościach zadanych narzędzia konfiguracyjnego EnerVista, tj. w ścieżce **SETPOINTS\RBAC USERMANAGEMENT**. Zarządzanie użytkownikami RBAC jest dostępne tylko online podczas komunikacji z urządzeniem. Ustawienia Modbus dostępne w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\SECURITY\SECURITY CONFIG**, takie jak Access Bypass (Dostęp z obejściem), Acc Timeout HMI (Przekroczenie limitu czasu dostępu do HMI), Pswd Complexity (Złożoność hasła), Factory Service (Serwis fabryczny), Require PW for Reset Key (Wymagaj hasła do resetowania klucza), Require PW for D/T Change (Wymagaj hasła do zmiany D/T), Require PW for Control (Wymagaj hasła do kontroli), są dostępne zarówno w trybie offline, jak i online EnerVista i można je również zmieniać za pomocą menu HMI.

Uwaga:

Domyślne ustawienia bezpieczeństwa w późniejszych wersjach są inne.

Uwaga:

Konwersja plików narzędzia konfiguracyjnego oprogramowania EnerVista nie spowoduje konwersji ustawień cyberbezpieczeństwa z wersji 4.10 na 4.20. Ustawienia cyberbezpieczeństwa w wersji 4.20 powinny zostać wprowadzone bezpośrednio na urządzeniu.

19.5.1 KONFIGURACJA USTAWIEŃ CYBERBEZPIECZEŃSTWA MODBUS

W wersji 4.20 ustawienia cyberbezpieczeństwa Modbus znajdują się w ścieżce **SETPOINTS\DEVICE\SECURITY\SECURITY CONFIG**. Wszystkie ustawienia Modbus są takie same dla podstawowego i zaawansowanego cyberbezpieczeństwa, ale ustawienie **Bypass PW for RC** (Obejście hasła do zdalnego sterowania) jest dostępne tylko w opcji podstawowej.

Listę ustawień cyberbezpieczeństwa Modbus przedstawiono poniżej:

Nazwa ustawienia	Wartość domyślna	Podstawowe/zaawansowane
Factory Service (Serwis fabryczny)	Odstawione	Odstawione
Przywr domysl	Nie	Nie
Acc Timeout HMI (Przekroczenie limitu czasu dostępu do HMI)	5 min	5 min
Pswd Complexity (Złożoność hasła)	Zalaczone	Zalaczone
Dostęp z obejściem	Odstawione	Odstawione
Require PW for Reset Key (Wymagaj hasła do resetowania klucza)	Zalaczone	Zalaczone
Require PW for D/T Change (Wymagaj hasła do zmiany D/T)	Zalaczone	Zalaczone

Require PW for Control (Wymagaj hasła do kontroli)	Zalaczone	Zalaczone
Bypass PW For RC (Obejście hasła do zdalnego sterowania)	Wyl	Wyl

19.5.1.1 KONFIGURACJA USTAWIEŃ CYBERBEZPIECZEŃSTWA INNYCH NIŻ MODBUS

W wersji 4.20 ustawienia cyberbezpieczeństwa inne niż Modbus można skonfigurować podczas łączenia się online z urządzeniem za pomocą oprogramowania konfiguracyjnego EnerVista, za pomocą narzędzia konfiguracyjnego **Rback UserManagement** w ścieżce **SETPOINTS\RBAC USERMANAGEMENT**.

Poniżej przedstawiono przykładowe ekrany **RBAC UserManagement** dotyczące konfiguracji cyberbezpieczeństwa, użytkowników i ról, ustawień bezpieczeństwa i konfiguracji Syslog.

19.5.1.2 KONFIGURACJA ZARZĄDZANIA UŻYTKOWNIKAMI

Ekran początkowy **USER MANAGEMENT** (Zarządzanie użytkownikami) jest podobny w przypadku podstawowego i zaawansowanego bezpieczeństwa. Różnica jest taka, że w przypadku podstawowego bezpieczeństwa można korzystać z 4 ustalonych użytkowników/ról (przeglądający, administrator, inżynier oraz operator), a w zaawansowanym cyberbezpieczeństwie można utworzyć maksymalnie 20 użytkowników i zarządzać nimi.

Podstawowe bezpieczeństwo

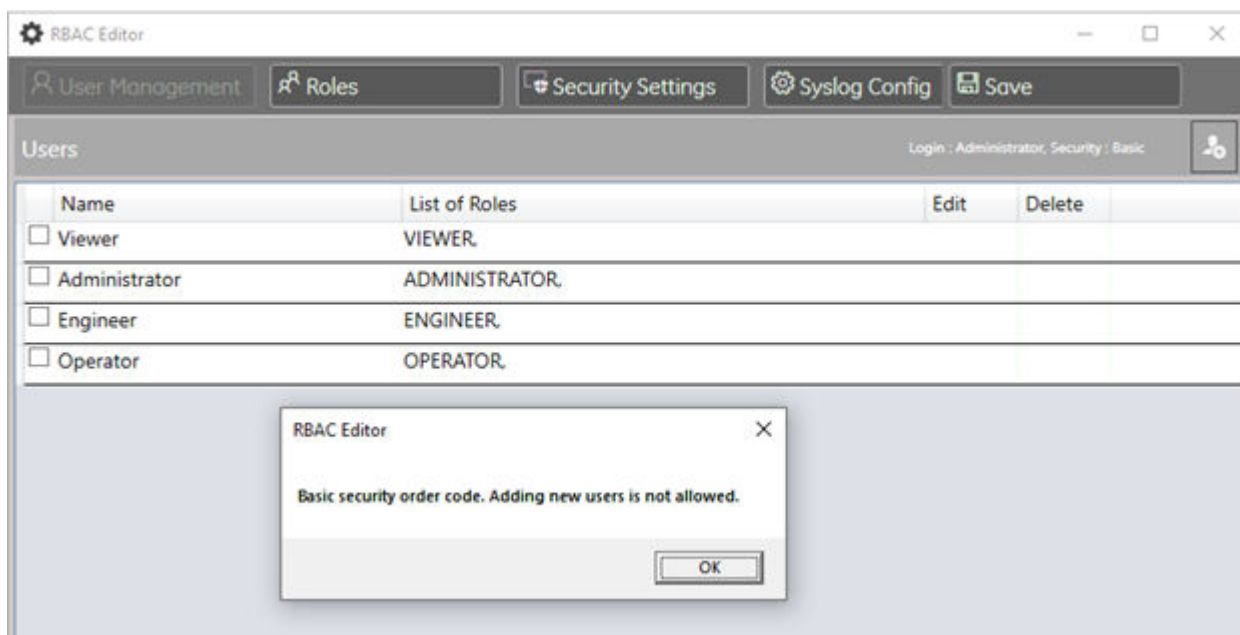


Figure 196: Konfigurowanie zarządzania użytkownikami podstawowego bezpieczeństwa (niekonfigurowalne)

Zaawansowane bezpieczeństwo

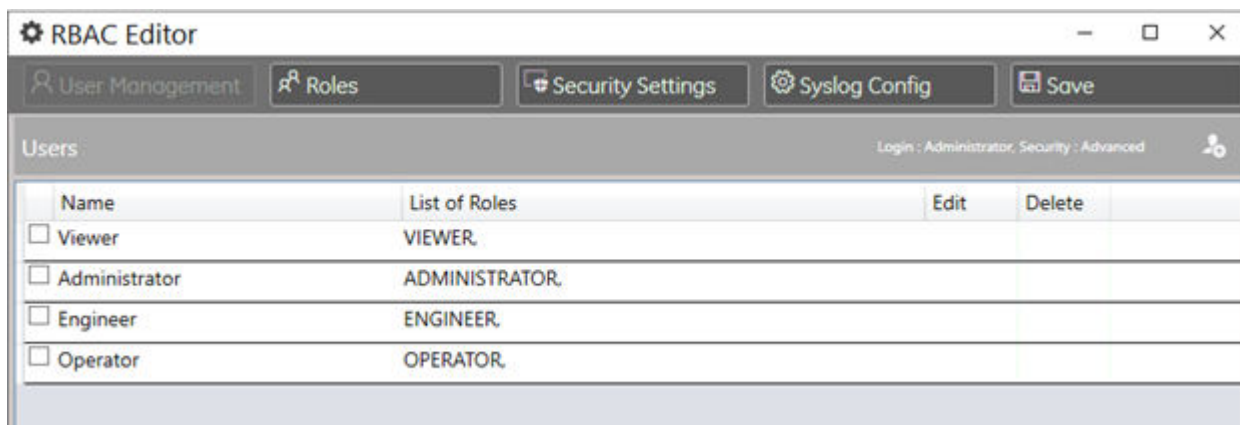


Figure 197: Konfiguracja zarządzania użytkownikami zaawansowanego bezpieczeństwa

W **zaawansowanym bezpieczeństwie** urządzenie ma do 20 konfigurowalnych użytkowników. Każdy użytkownik będzie miał konfigurowalną nazwę użytkownika i hasło oraz może wybrać jedną rolę spośród standardowych i nowych ról zdefiniowanych przez użytkownika. Jak określono w normie, istnieje możliwość przeddefiniowania nowych ról, aby dostosować nazwę, identyfikator i uprawnienia dla każdej nowo zdefiniowanej roli. Ról nie można ze sobą łączyć.

Ekrany, na których można skonfigurować nowych użytkowników w zaawansowanym bezpieczeństwie, wyglądają następująco:

Należy kliknąć ikonę po prawej stronie na ekranie użytkowników:

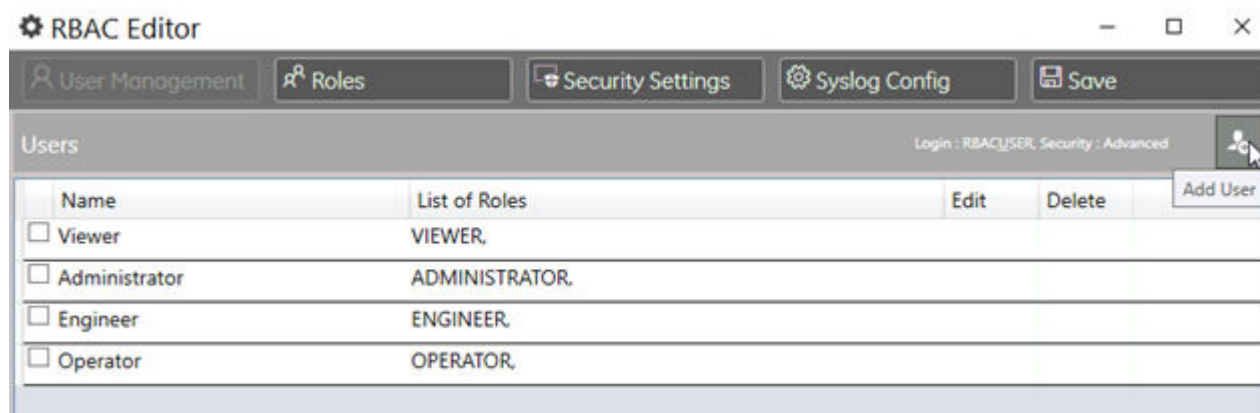
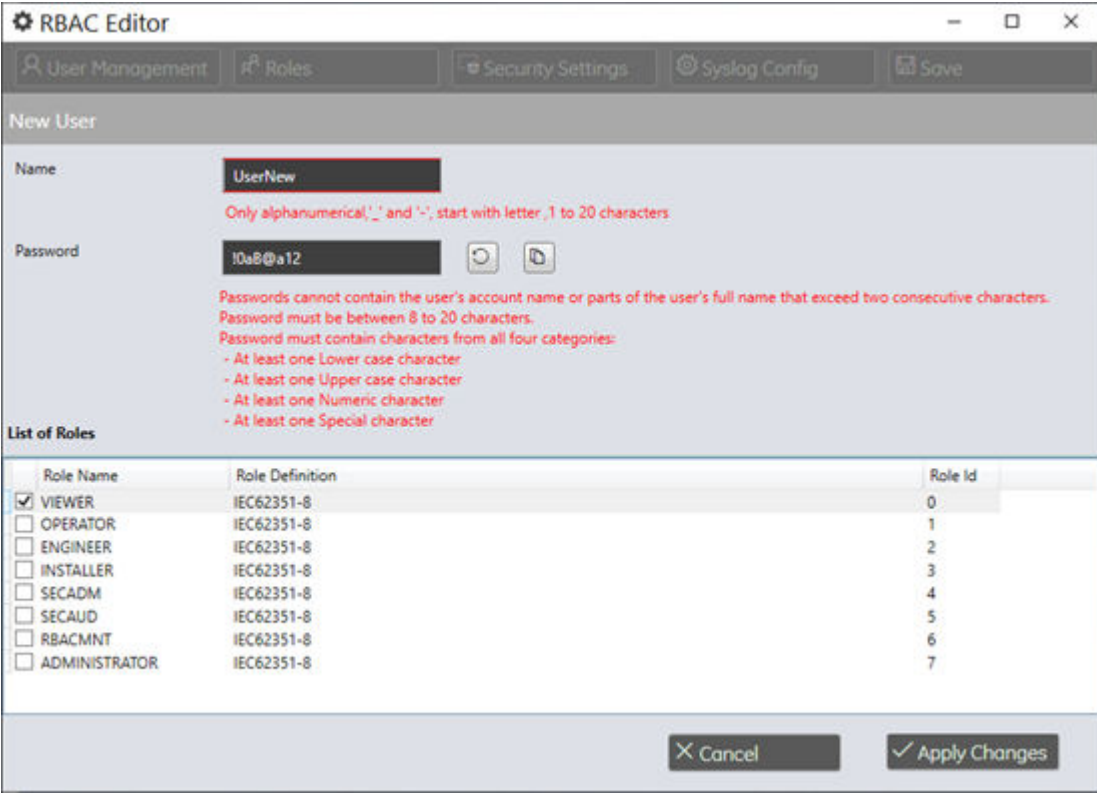


Figure 198: Lista wstępnie skonfigurowanych użytkowników do zaawansowanego bezpieczeństwa

Otworzy się okno **New User** (Nowy użytkownik) z listą już istniejących ról. Jeżeli potrzebna będzie nowa rola, można ją skonfigurować w oknie Roles (Role). Patrz lista wstępnie skonfigurowanych ról do zaawansowanego bezpieczeństwa.



RBAC Editor

User Management Roles Security Settings Syslog Config Save

New User

Name:

Only alphanumeric, '_', and '-', start with letter, 1 to 20 characters

Password:

Passwords cannot contain the user's account name or parts of the user's full name that exceed two consecutive characters.
 Password must be between 8 to 20 characters.
 Password must contain characters from all four categories:

- At least one Lower case character
- At least one Upper case character
- At least one Numeric character
- At least one Special character

List of Roles

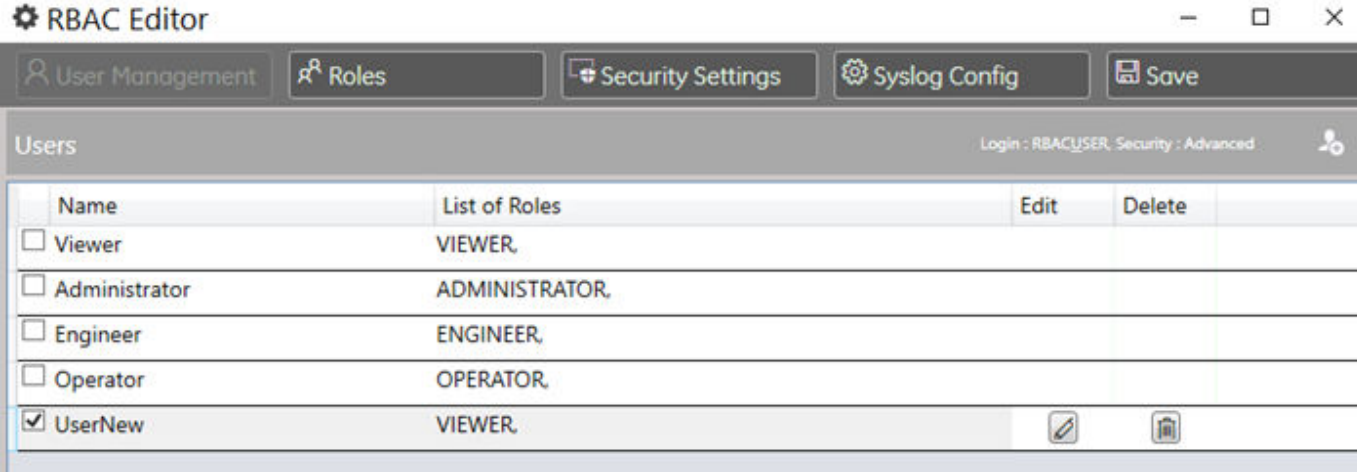
Role Name	Role Definition	Role Id
☒ VIEWER	IEC62351-8	0
☐ OPERATOR	IEC62351-8	1
☐ ENGINEER	IEC62351-8	2
☐ INSTALLER	IEC62351-8	3
☐ SECADM	IEC62351-8	4
☐ SECAUD	IEC62351-8	5
☐ RBACMNT	IEC62351-8	6
☐ ADMINISTRATOR	IEC62351-8	7

Cancel Apply Changes

Figure 199: Wprowadzanie nazwy nowego użytkownika i hasła do zaawansowanego bezpieczeństwa

Wpisać poprawną nazwę zgodnie z zasadami nazywania użytkowników, wybrać poprawne hasło zgodnie z zasadami dotyczącymi haseł i kliknąć przycisk **Apply Changes** (Zastosuj zmiany), który stanie się aktywny, gdy wprowadzona zostanie poprawna nazwa i hasło. Po zastosowaniu zmian nowa rola wyświetli się na liście dostępnych użytkowników.

W tym przykładzie został utworzony nowy użytkownik o nazwie „UserNew” pod istniejącą rolą VIEWER (Przeglądający).



RBAC Editor

User Management Roles Security Settings Syslog Config Save

Users Login : RBACUSER, Security : Advanced

Name	List of Roles	Edit	Delete
☐ Viewer	VIEWER,		
☐ Administrator	ADMINISTRATOR,		
☐ Engineer	ENGINEER,		
☐ Operator	OPERATOR,		
☒ UserNew	VIEWER,		

Figure 200: Przykład utworzenia nowego użytkownika w zaawansowanym bezpieczeństwie

Aby konfiguracja została zapisana na urządzeniu, należy kliknąć przycisk **Save** (Zapisz). W przeciwnym razie konfiguracja nie zostanie zapisana. W przypadku opuszczenia konfiguratora RBAC USERMANAGEMENT bez zapisania wyświetli się komunikat ostrzegawczy.

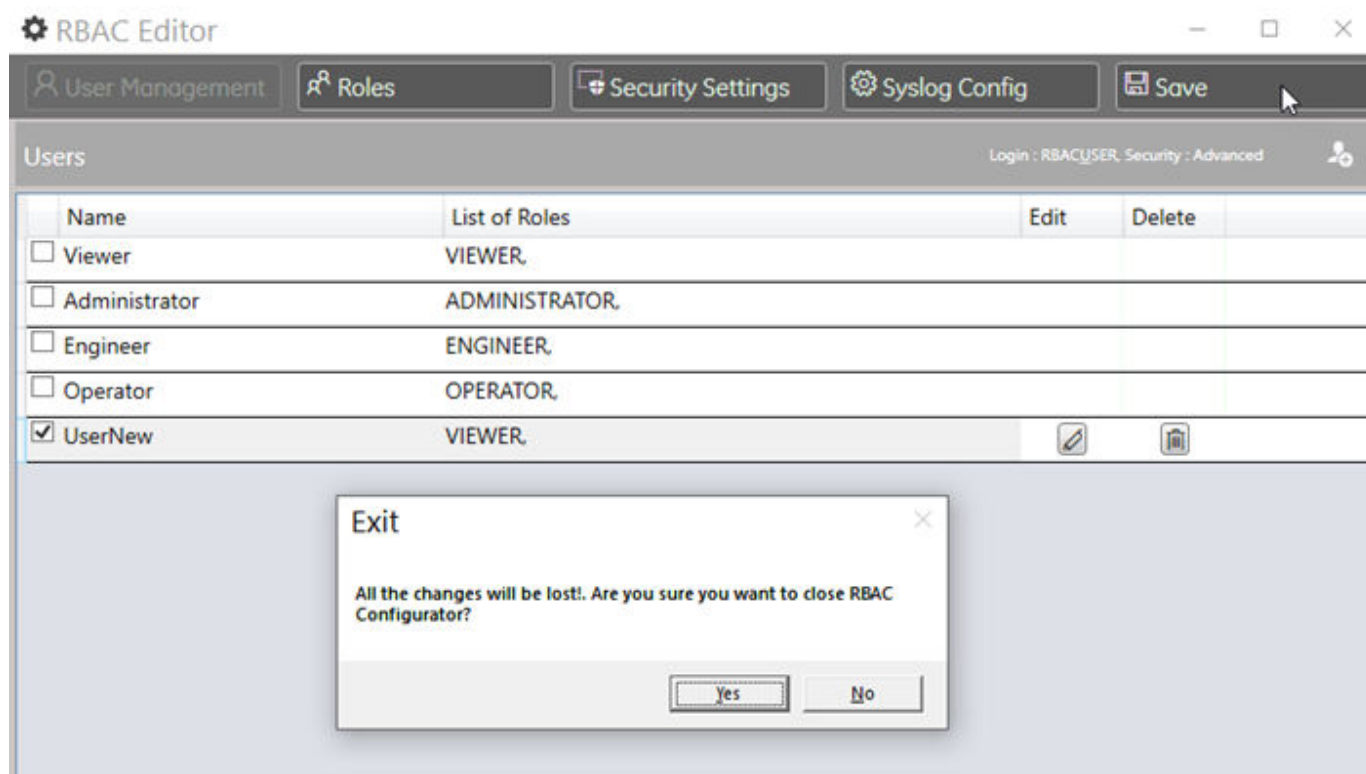


Figure 201: Komunikat ostrzegawczy o zmianach należy zapisać przed zamknięciem konfiguratora RBAC USERMANAGEMENT.

19.5.1.3 KONFIGURACJA RÓL

Ekran początkowy **ROLES** (Role) jest podobny dla podstawowego i zaawansowanego bezpieczeństwa. Różnica jest taka, że w przypadku podstawowego bezpieczeństwa można korzystać z 4 ustalonych ról (PRZEGLĄDAJĄCY, ADMINISTRATOR, INŻYNIER oraz OPERATOR), ale nie są one edytowalne. W przypadku zaawansowanego cyberbezpieczeństwa wstępnie skonfigurowanych jest 6 ról zgodnie z normą (PRZEGLĄDAJĄCY, OPERATOR, INŻYNIER, INSTALATOR, SECADM, SECAUD, RBACMNT) oraz 7. rola (ADMINISTRATOR) z identyfikatorem roli 7, który można zmienić na dowolne dostępne wartości prywatne dozwolone przez normę (patrz tabela IEC 62351 w części IEC 62351).

Podstawowe bezpieczeństwo

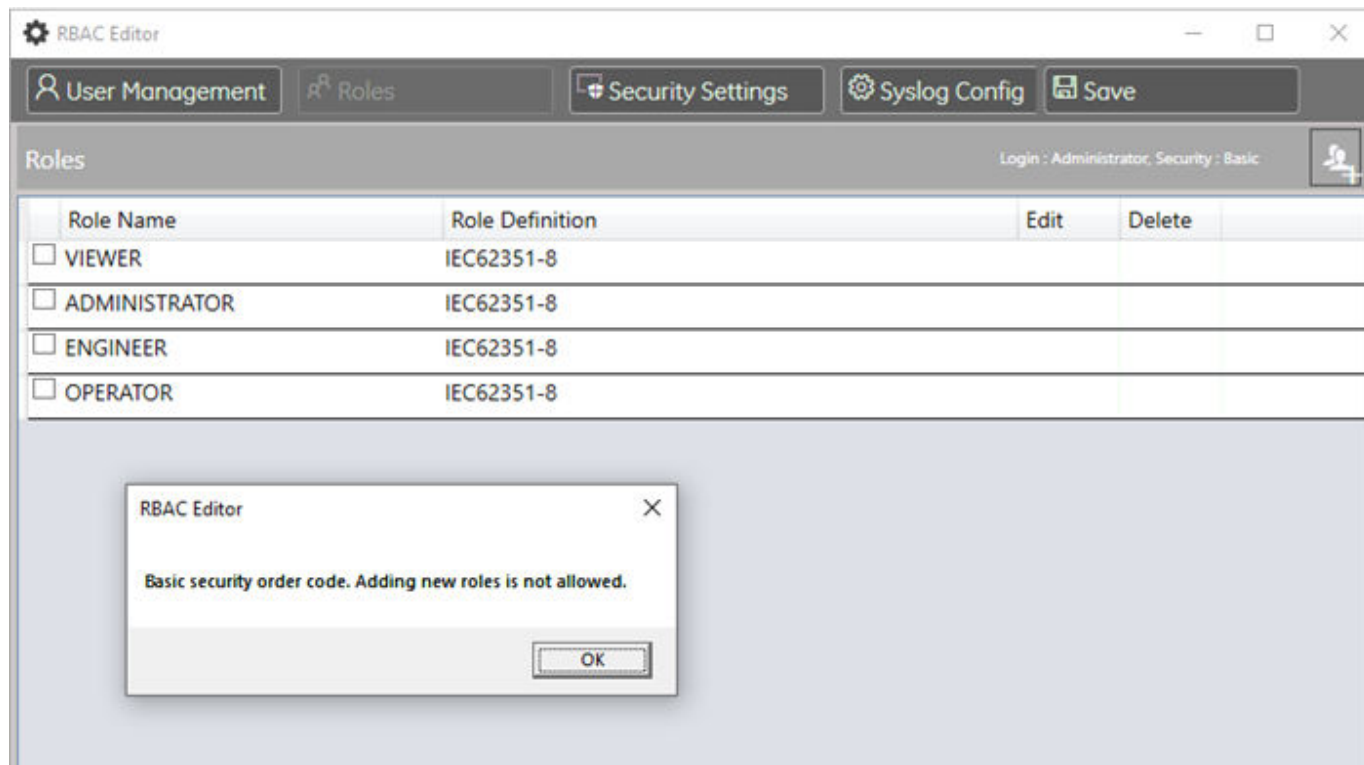


Figure 202: Konfiguracja ról w ramach podstawowego bezpieczeństwa (niekonfigurowalne)

Zaawansowane bezpieczeństwo

Pierwszych 6 ról definiuje norma, a ich parametry są ustalone. Rola nr 7, ADMINISTRATOR, jest wstępnie skonfigurowana, aby przyznać wszystkie ustawione uprawnienia jednej roli. Nazwa i definicja roli są niekonfigurowalne, ale ID roli można konfigurować. ID roli ustawione jest na 7, ale może zostać skonfigurowane na -1 lub dowolną wartość z dostępnych ID roli prywatnej.

Aby dodać nową rolę, należy kliknąć ikonę po prawej stronie w oknie **Roles** (Role):

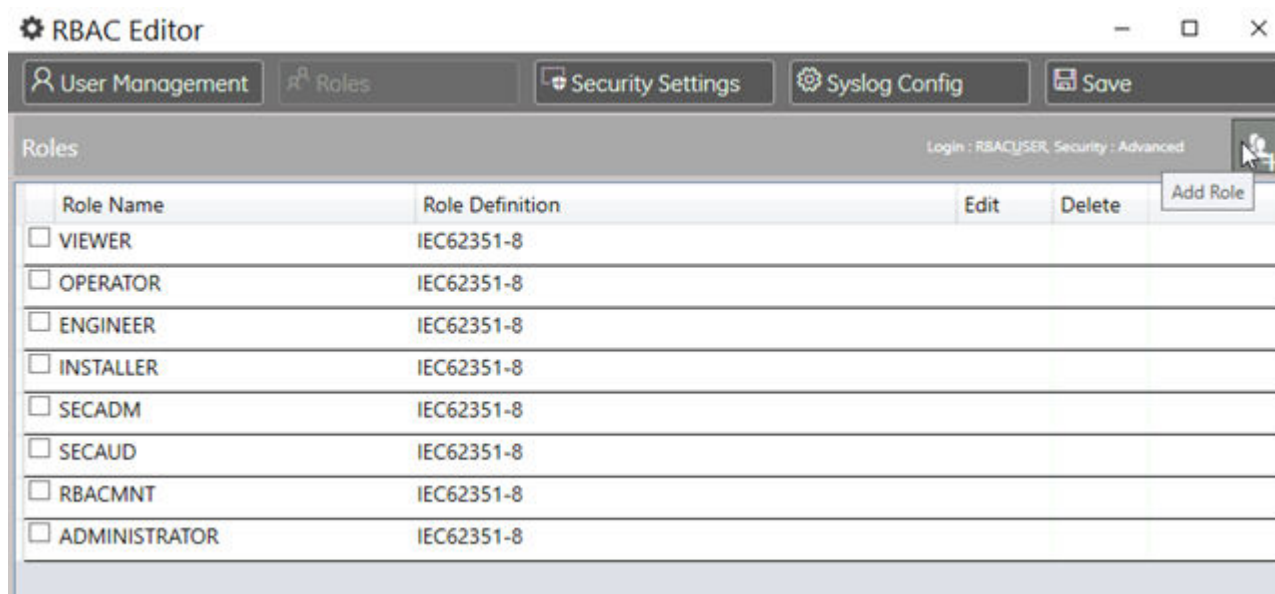


Figure 203: Konfiguracja ról zaawansowanego bezpieczeństwa

Otworzy się okno **New Role** (Nowa rola) z listą uprawnień, które można dodać do każdej roli.

RBAC Editor

User Management Roles Security Settings Syslog Config Save

New Role

Role Name [Redacted]
Only alphanumeric, '_' and '-'; start with letter, 3 to 20 characters

Definition IEC62351-8 Role Id 0
Forbidden role Id, reserved. Please change.

List of Permissions

Permission	Comment	ID
☒ LISTOBJECTS	View settings names / traverse settings (except security settings)	1
☒ READVALUES	View non security settings values, view PSL, view 61850	2
☐ DATASET	Configure and Edit 61850	3
☒ REPORTING	View Status, Metering	4
☒ FILEREAD	Read configuration file, Read Events Reports, Read Waveforms Reports, Read fault reports, Read secur	5
☐ FILEWRITE	Write configuration file, Upload firmware, create/edit configuration project, import SCL	6
☐ FILEMNGT	Clear records, Restore Defaults, export SCL, delete configuration project	7
☐ CONTROL	Command BKR, RESET	8
☐ CONFIG	View non security settings, edit/configure all non security settings, Configure and Edit 61850, save set	9
☐ SETTINGGROUP	View non security settings, modify group control settings	10
☐ SECURITY	View and modify security settings view, configure security, modify users and rbac, Read security audit	11
☐ FILEREAD_SEC	Read sec audit log	12
☐ FILEMNGT_SEC	Access to files of type security (cont...	13
☐ FWUPGRADE	Firmware Upgrade	14

Use CTRL + Click to add a selection to existing set

Cancel Apply Changes

Figure 204: Konfiguracja ról w ramach zaawansowanego bezpieczeństwa

Aby wybrać więcej niż jedną z dostępnych opcji, należy użyć kombinacji klawiszy CTRL+kliknięcie. Podczas tworzenia nowej roli można zmienić jedynie nazwę roli oraz ID roli. Definicja roli jest ustalona jako „IEC 62351-8” dla wszystkich ról.

Należy postępować zgodnie z zasadami tworzenia nazwy roli oraz ID roli i nacisnąć „Apply Changes” (Zastosuj zmiany). Nowy użytkownik pojawi się w oknie „Roles” (Role):

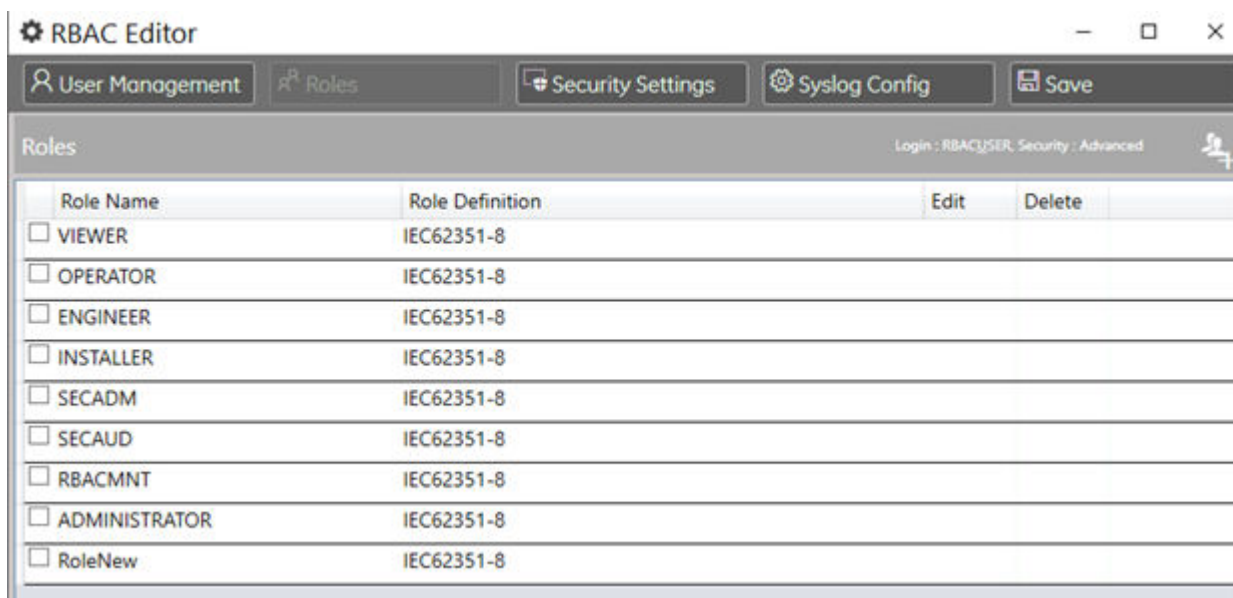


Figure 205: Przykład utworzenia nowej roli do zaawansowanego bezpieczeństwa

Aby konfiguracja została zapisana na urządzeniu, należy kliknąć przycisk **Save** (Zapisz). W przeciwnym razie konfiguracja nie zostanie zapisana. W przypadku opuszczenia konfiguratora RBAC USERMANAGEMENT bez zapisania wyświetli się komunikat ostrzegawczy.

19.5.1.4 KONFIGURACJA USTAWIEŃ BEZPIECZEŃSTWA

Podstawowe bezpieczeństwo

W przypadku podstawowego bezpieczeństwa dostępne są ustawienia **Access Lockout** (Blokada dostępu), **Acc Lockout Time** (Czas blokady dostępu) oraz **Acc Timeout** (Limit czasu dostępu).

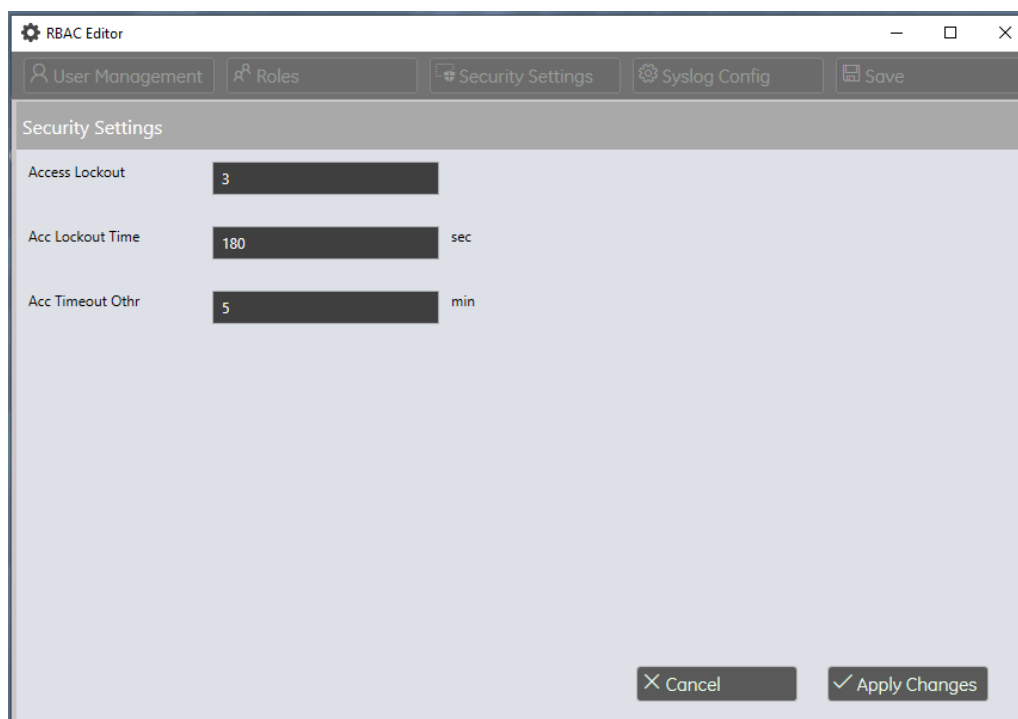


Figure 206: Ustawienia podstawowego bezpieczeństwa

Zaawansowane bezpieczeństwo

W przypadku zaawansowanego cyberbezpieczeństwa oprócz ustawień **Access Lockout** (Blokada dostępu), **Acc Lockout Time** (Czas blokady dostępu) oraz **Acc Timeout Othr** (Inny limit czasu dostępu) dostępne jest ustawienie **Authentication Method** (Metoda uwierzytelniania). W zależności od wybranej opcji **Metoda uwierzytelniania** (*LOCAL*, *RADIUS_LEGACY*, *LDAP_LEGACY*) wyświetlone zostanie inne okno ustawień.

Ustawienia zaawansowanego bezpieczeństwa z użyciem metody uwierzytelniania lokalnego

Jeżeli **Authen. Method** (Metoda uwierzytelniania) jest ustawiona na *LOCAL* (lokalna), wyświetlane są ustawienia **Access Lockout** (Blokada dostępu), **Acc Lockout Time** (Czas blokady dostępu) oraz **Acc Timeout Othr** (Inny limit czasu dostępu).

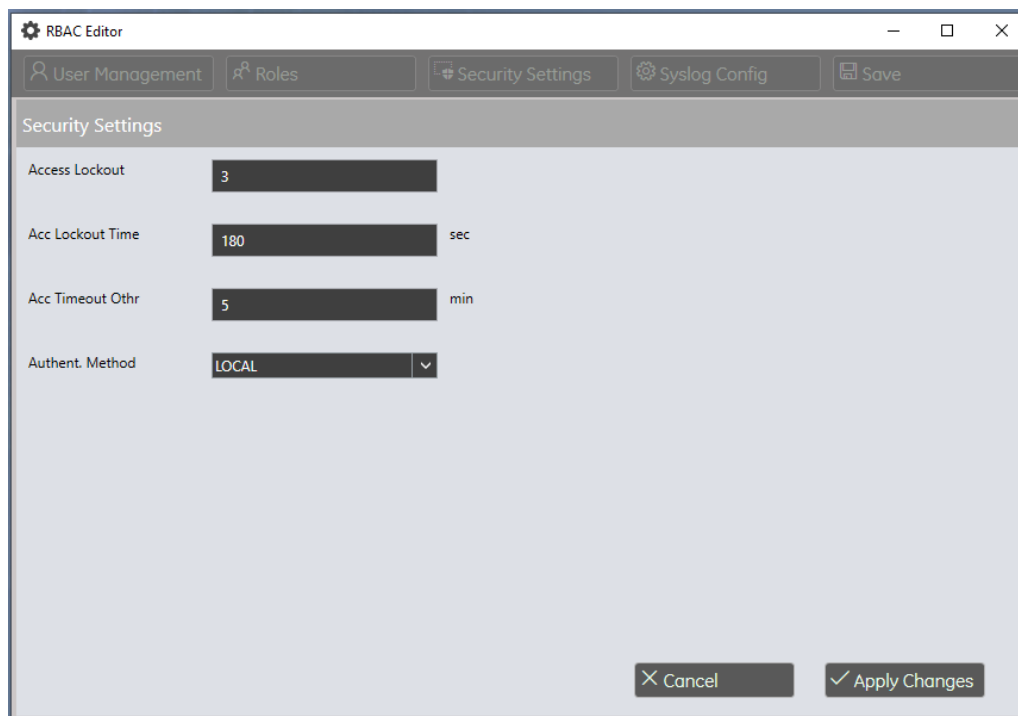


Figure 207: Ustawienia zaawansowanego bezpieczeństwa, metoda uwierzytelniania ustawiona na lokalne

Ustawienia zaawansowanego bezpieczeństwa ze starszą wersją Radius jako metodą uwierzytelniania

Jeżeli **Authen. Method** (Metoda uwierzytelniania) jest ustawiona na *RADIUS_LEGACY*, zostanie wyświetlone odpowiednie ustawienie RADIUS, liczba ponownych prób, porty pierwotne i wtórne oraz adresy IP, a także ścieżka do certyfikatu.

Metody uwierzytelniania obsługiwane przez *RADIUS_LEGACY* w wersji 8A są następujące:

- PEAPv0 z wewnętrzną metodą uwierzytelniania MS-CHAPv2
- EAP-TTLS z wewnętrzną metodą uwierzytelniania PAP (do obsługi RSA AM)
- PAP (niezabezpieczony, do obsługi dowolnego serwera RADIUS)

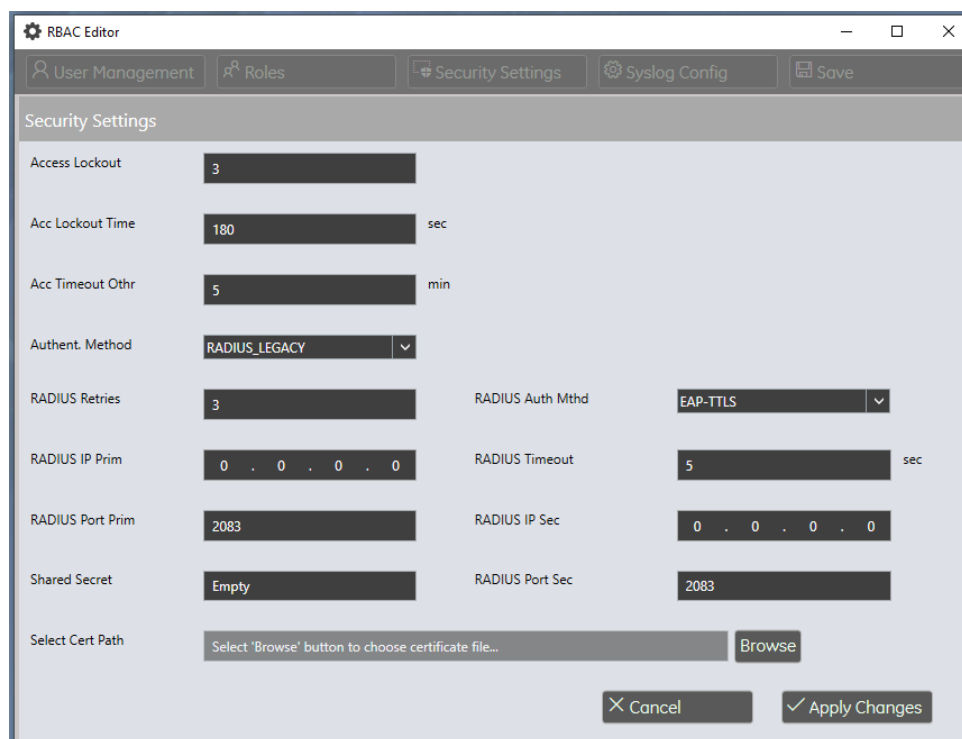


Figure 208: Ustawienia zaawansowanego bezpieczeństwa ze starszą wersją Radius jako metodą uwierzytelniania

Aby wybrać certyfikat potrzebny do komunikacji przez RADIUS_LEGACY, należy kliknąć przycisk **Browse** (Przeglądaj) i wybrać ścieżkę do poprawnego certyfikatu. Certyfikat RADIUS powinien mieć rozszerzenie *.der.

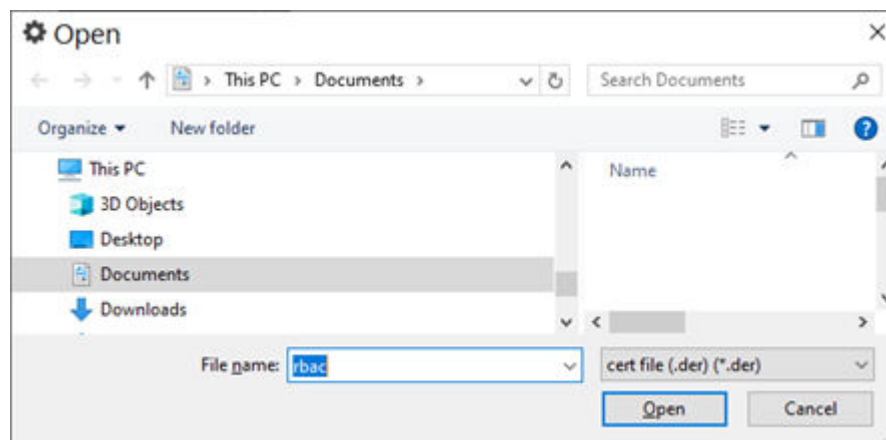


Figure 209: Ustawienia zaawansowanego bezpieczeństwa: certyfikat starszej wersji Radius

Ustawienia zaawansowanego bezpieczeństwa z metodą uwierzytelniania LDAP_LEGACY

Jeżeli **Authen. Method** (Metoda uwierzytelniania) jest ustawiona na `LDAP_LEGACY`, zostanie wyświetlone odpowiednie ustawienie LDAP, liczba ponownych prób, porty pierwotne i wtórne oraz adresy IP, ścieżka do certyfikatu, a także parametry base DN, users DN, roles DN. Więcej szczegółów można znaleźć w części dotyczącej LDAP. Certyfikat LDAP powinien mieć rozszerzenie *.pem.

Dostępne metody uwierzytelniania LDAP to „TCP” oraz „STARTTLS”.

Figure 210: Ustawienia zaawansowanego zabezpieczenia, metoda uwierzytelniania ustawiona na LDAP LEGACY

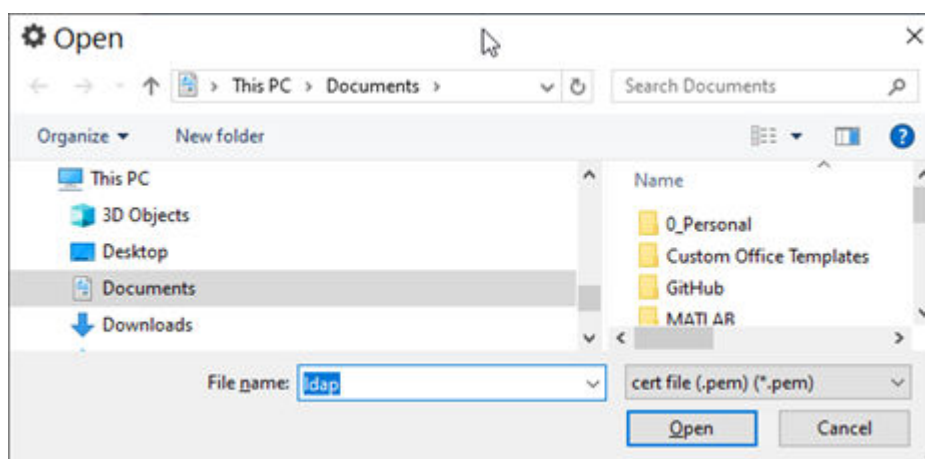


Figure 211: Ustawienia zaawansowanego zabezpieczenia, certyfikat LDAP LEGACY

19.5.1.5 KONFIGURACJA SYSLOG

Urządzenie IED obsługuje raportowanie zdarzeń związanych z bezpieczeństwem za pośrednictwem protokołu Syslog w celu wspierania systemów zarządzania zdarzeniami związanymi z informacjami o bezpieczeństwie (SIEM) na potrzeby scentralizowanego monitorowania cyberbezpieczeństwa za pośrednictwem protokołów UDP i TCP.

Uwaga:

W przypadku podstawowego bezpieczeństwa w wersji 4.10 i wcześniejszych Syslog nie jest dostępny. W wersji 4.20 i późniejszy Syslog jest dostępny w podstawowym i zaawansowanym bezpieczeństwie.

Konfiguracja Syslog ma następujące ustawienia:

- **Network Protocol** (Protokół sieciowy): do wyboru przy konfiguracji Syslog są protokoły UDP oraz TCP
- **Syslog IP Primary, Syslog IP Secondary**: podstawowy i pomocniczy adres IP
- **Syslog Primary Port, Syslog Secondary Port**: podstawowy i pomocniczy port dla protokołu syslog

Uwaga:

Wartości 0.0.0.0 lub 127.0.0.1 uznaje się za puste lub nieskonfigurowane adresy IP. Należy wprowadzić poprawną wartość adresu IP w każdym z ustawień podstawowego adresu IP dziennika systemowego i pomocniczego adresu IP dziennika systemowego.

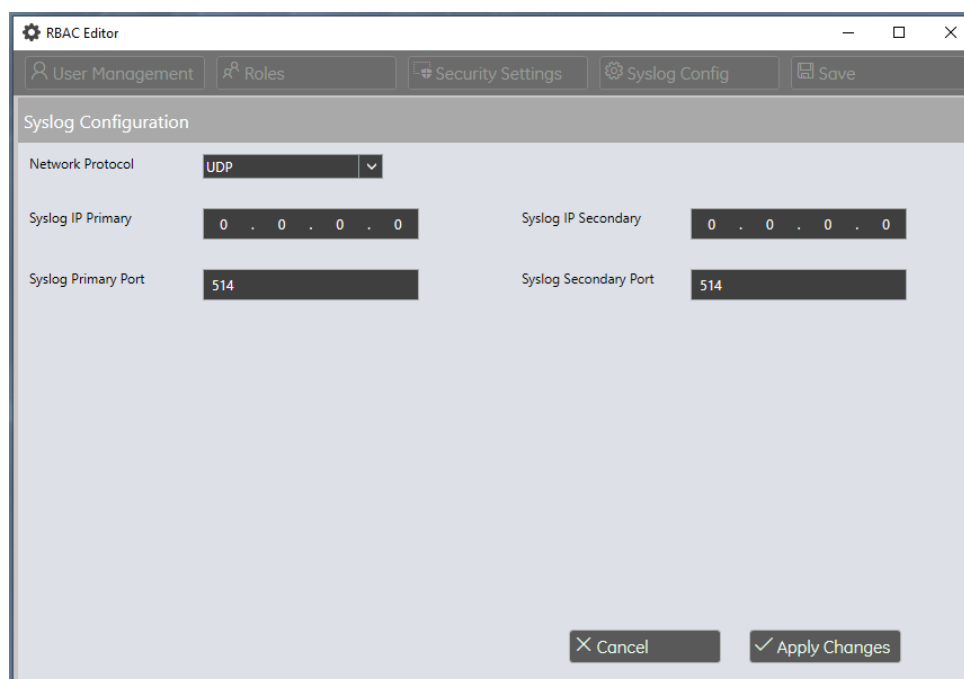


Figure 212: Ustawienia konfiguracyjne Syslog dla podstawowego i zaawansowanego bezpieczeństwa

Aby zapisać każdą część konfiguracji cyberbezpieczeństwa na urządzeniu, należy nacisnąć przycisk **Save** (Zapisz) przed opuszczeniem narzędzia konfiguracyjnego **RBAC USERMANAGEMENT**, w przeciwnym razie zmiany w konfiguracji nie zostaną zapisane. W przypadku opuszczenia konfiguratora **RBAC USERMANAGEMENT** bez zapisania wyświetli się komunikat ostrzegawczy.

ROZDZIAŁ 20

INSTALACJA

20.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W tym punkcie opisano instalację mechaniczną systemu, w tym wymiary do montażu oraz informacje na temat wyjmowania i wkładania modułu.

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	500
Identyfikacja produktu	501
Postępowanie z produktem	502
Montaż urządzenia	504
Kable oraz złącza	512
Wymiary obudowy i wycięcie w panelu	520

20.2 IDENTYFIKACJA PRODUKTU

Etykieta z danymi produktu znajduje się na panelu bocznym urządzenia IED. Etykieta zawiera model produktu, numer seryjny oraz datę produkcji. Jednak po zainstalowaniu IED etykieta może nie być widoczna. W takim przypadku produkt należy zidentyfikować za pomocą numeru modelu wydrukowanego na panelu przednim oraz Cortec podanego w załączniku Opcje zamawiania.

20.3 POSTĘPOWANIE Z PRODUKTEM

Nasze urządzenia, pomimo mocnej konstrukcji, wymagają ostrożnego obchodzenia się z nimi przed instalacją w miejscu przeznaczenia. W niniejszym rozdziale zostały omówione wymagania dotyczące odbioru oraz rozpakowywania produktów, jak również związane z tym aspekty dotyczące obchodzenia się z produktem oraz bezpieczeństwa własnego.

**Ostrzeżenie:**

Przed podnoszeniem lub przenoszeniem sprzętu, użytkownik powinien zapoznać się z rozdziałem niniejszego podręcznika traktującym o bezpieczeństwie.

20.3.1 ODBIÓR PRZESYŁKI

Przy odbiorze, należy upewnić się, że dostarczono właściwy produkt. Należy niezwłocznie rozpakować produkt i sprawdzić, czy nie uległ żadnemu uszkodzeniu zewnętrznemu podczas transportu. Jeżeli produkt uległ uszkodzeniu, należy złożyć reklamację do firmy spedycyjnej i niezwłocznie powiadomić o tym fakcie firmę ALSTOM Grid.

Urządzenia, które nie są przeznaczone do natychmiastowej instalacji, powinny być po odbiorze ponownie zapakowane w oryginalne opakowanie.

20.3.2 ROZPAKOWYWANIE PRODUKTÓW

Podczas rozpakowywania i instalacji produktów należy zachować ostrożność, aby nie uszkodzić żadnego z ich elementów oraz należy upewnić się, że dodatkowe komponenty nie zostały przypadkowo pozostawione w opakowaniu lub zgubione. Nie należy wyrzucać jakichkolwiek płyt CDROM lub dokumentacji technicznej (jeśli jest dołączona). Należy dostarczyć je razem z urządzeniem do podstacji, w której to urządzenie będzie zainstalowane oraz umieścić w miejscu do tego przeznaczonym.

Miejsce przeznaczone do zamontowania przekaźnika powinno być dobrze oświetlone aby ułatwić kontrolę, czyste, suche i w możliwym stopniu wolne od pyłu i nadmiernych wibracji. Ma to szczególnie znaczenie w przypadku, gdy instalacja jest przeprowadzana w tym samym czasie, w którym wykonywane są prace konstrukcyjne.

20.3.3 PRZECHOWYWANIE PRODUKTÓW

Jeżeli urządzenie nie zostanie od razu zamontowane, należy je przechowywać w oryginalnym opakowaniu w suchym miejscu pozbawionym kurzu. Należy pozostawić w opakowaniu woreczki pochłaniające wilgoć. Kryształki pochłaniające wilgoć tracą swoje właściwości, jeżeli woreczek jest wystawiony na działanie warunków otoczenia. Woreczki pochłaniające wilgoć należy zregenerować przed ponownym włożeniem do opakowania. W idealnych okolicznościach regeneracja powinna zostać przeprowadzona w piecu z obiegiem powietrza, w temperaturze około 115°C. Woreczki powinny być umieszczone na płaskich stojakach i rozmieszczone w odstępach, aby umożliwić cyrkulację powietrza między nimi. Czas wymagany do regeneracji zależy od rozmiaru woreczka. W przypadku gdy zamiast pieca z obiegiem powietrza używany jest zwykły piec, należy otworzyć drzwiczki, aby umożliwić ujście pary wydobywającej się z żelu silikonowego.

Należy uważać, aby kurz zgromadzony na kartonie nie dostał się do wnętrza urządzenia podczas rozpakowywania. Należy unikać przechowywania w miejscach o wysokiej wilgotności. W miejscach o wysokiej wilgotności opakowania mogą nasiąknąć wilgocią, a kryształki pochłaniające wilgoć mogą stracić swoje właściwości.

Urządzenie może być przechowywane w temperaturze od -40° do +85°C przez nieograniczony czas (patrz dane techniczne).

Aby uniknąć degradacji kondensatorów elektrolitycznych, podłączyć przechowywane urządzenia do zasilania raz do roku na jedną godzinę.

20.3.4 DEMONTAŻ URZĄDZEŃ

W przypadku konieczności zdemontowania urządzenia należy zawsze stosować standardowe środki zabezpieczające przed wyładowaniami elektrostatycznymi (ESD). Minimalne środki ostrożności, które należy stosować, są następujące:

- Należy założyć antystatyczną opaskę na nadgarstek, podłączoną do odpowiedniego punktu uziemiającego,
- nie należy dotykać komponentów elektronicznych oraz płytek obwodu drukowanego.

20.4 MONTAŻ URZĄDZENIA

Produkty są dostępne w następujących formach.

- Do montażu zlicowanego z panelem i w regale
- Tylko oprogramowanie (aktualizacje)

20.4.1 MONTAŻ ZLICOWANY Z PANELEM



Ostrzeżenie:

Aby uniknąć potencjalnych obrażeń ciała z powodu zagrożenia pożarowego, upewnij się, że urządzenie jest zamontowane w bezpiecznym miejscu i/lub w odpowiedniej obudowie.

Urządzenia do montażu panelowego są montowane w panelach za pomocą wkrętów samogwintujących M4 SEMS Taptite z podkładkami zabezpieczającymi o grubości 3 mm (określanych również mianem SEMS).



Ostrzeżenie:

Nie należy używać konwencjonalnych wkrętów samogwintujących, ponieważ mają większe łby i mogłyby uszkodzić profil płyty czołowej.

Jeżeli minimalna grubość panelu wynosi 2,5 mm, alternatywnie można wykorzystać otwory gwintowane.

W przypadku zastosowań, w których urządzenie będzie zamontowane jako częściowo wbudowane lub całkowicie wystające z panelu, dostępne są różnego rodzaju kołnierze osłonowe.

W przypadku montażu kilku urządzeń w pojedynczym otworze w panelu zaleca się mechaniczne zgrupowanie urządzeń poziomo lub pionowo w celu uzyskania stabilnej struktury przed zamontowaniem w panelu.



Ostrzeżenie:

Nie należy mocować produktu za pomocą nitów zrywalnych, ponieważ ten typ mocowania nie pozwala na łatwy demontaż urządzenia, jeżeli zajdzie konieczność jego naprawy.

20.4.1.1 MONTAŻ W REGALE

Warianty urządzeń przeznaczonych do montażu w regale można montować, korzystając z jednorzędowych ram do regału (numer katalogowy FX0021 001), jak przedstawiono na poniższym rysunku. Ramy te tak zaprojektowano, aby miały wymiary zgodne z normą IEC 60297, i są one dostarczane już jako zmontowane i gotowe do użycia. W standardowym regale 483 mm (19 cali) możliwe jest ułożenie różnych kombinacji szerokości obudów w taki sposób, aby rozmiar całkowity w szerokości był równy 80TE przy montowaniu modułów obok siebie w jednej ramce.

Dwie poziome szyny ramy regałowej mają otwory wywiercone w odległości około 26 mm od siebie. Urządzenia montuje się z wykorzystaniem kołnierzy montażowych i wkrętów samogwintujących M4 Taptite z łbem o grubości 3 mm (znanych jako SEMS).



Ostrzeżenie:

Ryzyko uszkodzenia profilu pokrywy czołowej. Nie należy stosować konwencjonalnych wkrętów samogwintujących, w tym wkrętów dostarczanych do montażu przełączników MiDOS, ponieważ mają one nieco większe łby.

Kiedy rząd jest ukończony, ramki są mocowane w szafach typu rack za pomocą kątowników montażowych umieszczonych na każdym końcu rzędu.

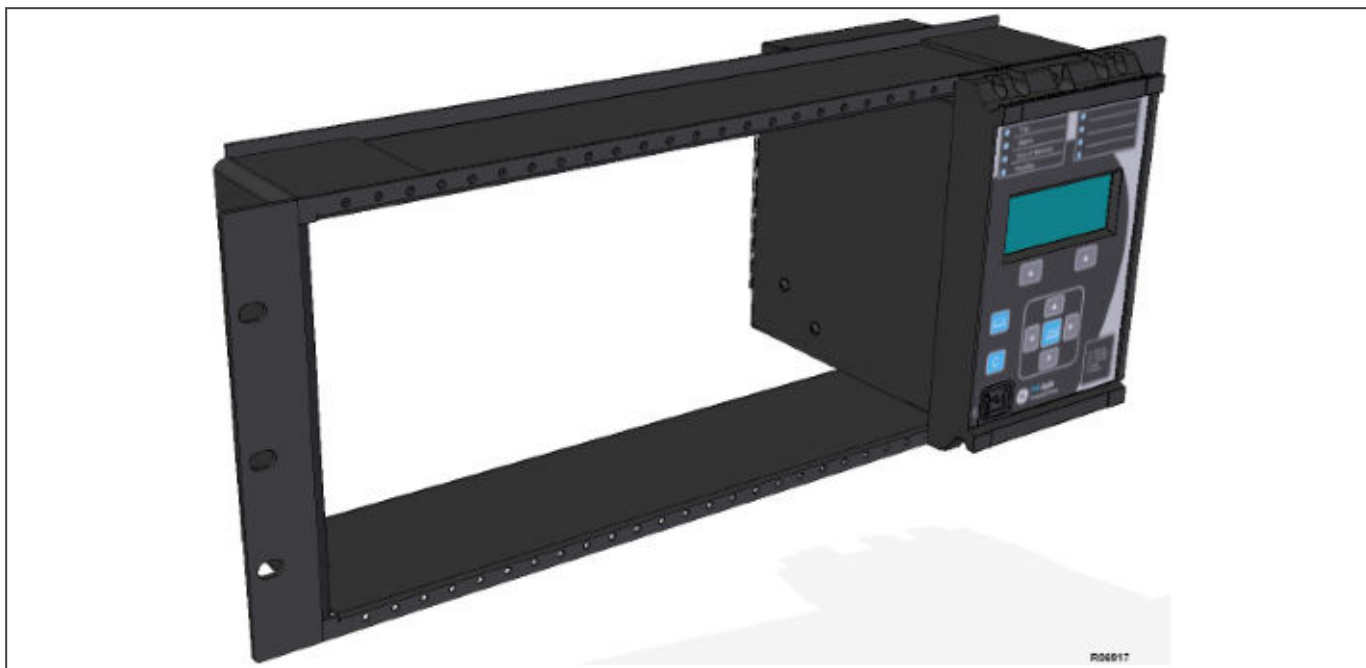


Figure 213: Montaż urządzenia w szafach typu rack

Przełączniki mogą być grupowane mechanicznie w pojedynczym rzędzie (4U) lub ułożone wielorzędowo za pomocą ramki regałowej. Tego typu montaż umożliwia wstępne okablowanie produktów różnych modeli przed ich zmontowaniem w szafie typu rack.

Puste przestrzenie można zasłonić płytkami zaślepiającymi. Puste przestrzenie można zostawić na instalację urządzeń na przyszłość, a ich występowanie może być spowodowane tym, że suma wymiarów wszystkich modułów włożonych do ramki jest mniejsza niż 80TE dla dowolnego rzędu. Zaślepki można wykorzystywać również do montażu wyposażenia pomocniczego. Numery katalogowe są następujące:

Szerokość elementów zamontowanych w ramce	Numer katalogowy zaślepki
5TE	GJ2028 001
10TE	GJ2028 002
15TE	GJ2028 003
20TE	GJ2028 004
25TE	GJ2028 005
30TE	GJ2028 006
35TE	GJ2028 007
40TE	GJ2028 008

20.4.1.2 JEDNOSTKA WYSUWANA, WYJMOWANIE I WKŁADANIE

Jednostkę można wyjmować i wkładać wyłącznie po odłączeniu od zasilania sterującego.

Ostrzeżenie:

Należy wyłączyć zasilanie sterujące przed wyciągnięciem lub ponownym włożeniem IED, aby zapobiec niepoprawnemu działaniu.

20.4.1.2.1 WYJMOWANIE I WKŁADANIE JEDNOSTKI WYSUWANEJ 20TE (I 30TE BEZ KRZYWKI)

Wymagane narzędzia:

- Wkrętak T10 Torx lub PZ1 Posidrive, w zależności od modelu przekaźnika

Uwaga:

Obrazy prezentujące IED 30TE bez krzywki przygotowano w celu zilustrowania wyjmowania/wkładania urządzenia. Wszystkie poniższe kroki dotyczące 30TE bez krzywki mają zastosowanie również do 20TE.

Należy postępować zgodnie z instrukcjami opisanymi poniżej, aby **wyjąć** jednostkę wysuwaną:

1. Wykręcić (za pomocą odpowiedniego wkrętaka) 4 śruby z panelu przedniego mocujące panel do obudowy i odłożyć śruby w bezpieczne miejsce.



Figure 214: Rozmieszczenie śrub w 30TE (bez krzywki)

2. Chwycić moduł oburącz, u góry i na dole. Zakończyć proces wyciągania modułu pociągając ręcznie.

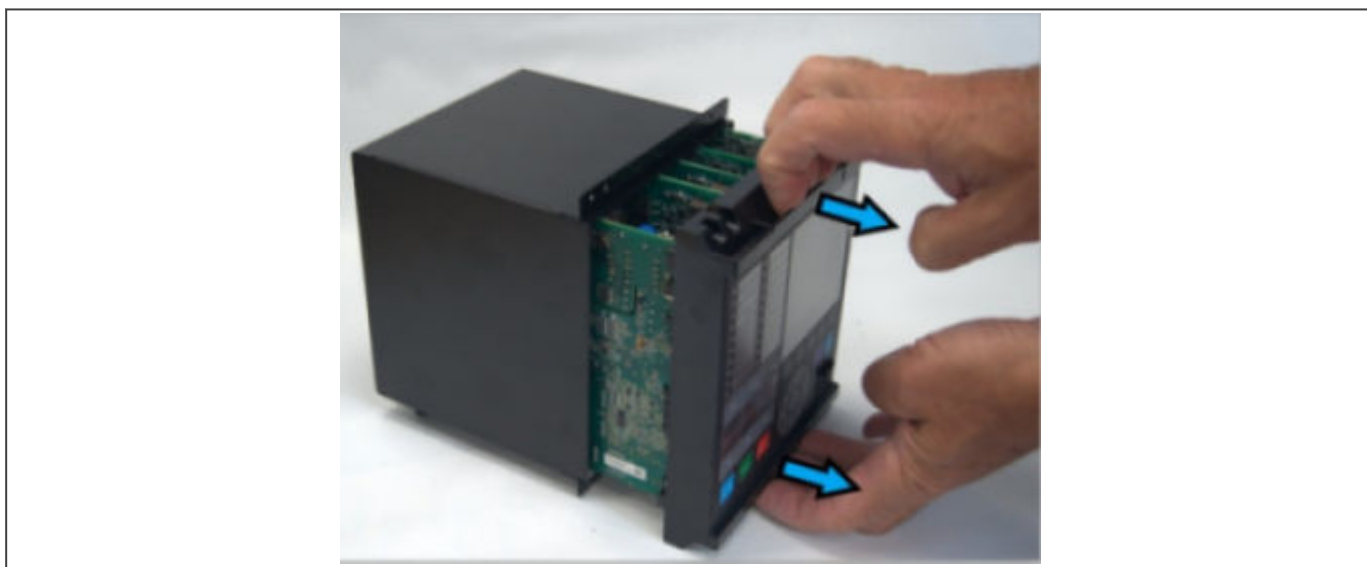


Figure 215: Wyciąganie modułu 30TE

Należy postępować zgodnie z instrukcjami opisanymi poniżej, aby wsunąć jednostkę.

3. Umieścić moduł wyśrodkowany w obudowie urządzenia i poprowadzić go, naciskając ręcznie górną i dolną ramę panelu przedniego (*). Docisnąć mocno, aż moduł zostanie całkowicie wsunięty.

Ostrzeżenie:

Dociskanie w miejscu wyświetlacza lub klawiatury może spowodować uszkodzenie urządzenia.

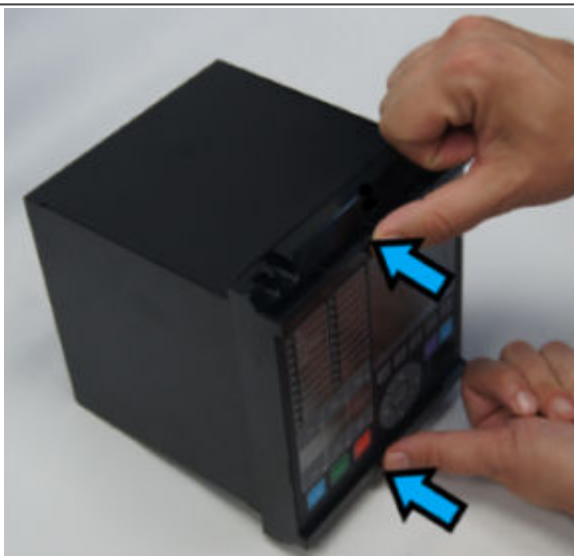


Figure 216: Wsuwanie 30TE

4. Zmontować i przykręcić (za pomocą odpowiedniego wkrętaka) 4 śruby mocujące panel przedni do obudowy, przykładając moment obrotowy nie większy niż 0,8 Nm.

Ostrzeżenie:

Przyłożenie momentu obrotowego większego niż maksymalnie 0,8 Nm podczas ponownego montażu urządzenia, może spowodować jego uszkodzenie.

20.4.1.2.2 WYJMOWANIE I WKŁADANIE JEDNOSTKI WYSUWANEJ 30TE (Z KRZYWKĄ)

Wymagane narzędzia:

- Wkrętak T10 Torx lub PZ1 Posidrive, w zależności od modelu przekaźnika
- Dwa pręty o maksymalnej średnicy 4,5 mm (o długości około 10 cm) lub śrubokręty do użycia jako dźwignie do obracania krzywki

Ostrzeżenie:

Wyjmowanie i wsuwanie IED 30TE można wykonać za pomocą tylko jednej dźwigni, a drugą ręką ciągnąć ręcznie, ale zdecydowanie zaleca się użycie 2 dźwigni.

Należy postępować zgodnie z instrukcjami opisanymi poniżej, aby **wyjąć** jednostkę wysuwaną:

1. Wykręcić (za pomocą odpowiedniego wkrętaka) 4 śruby z panelu przedniego mocujące panel do obudowy i odłożyć śruby w bezpieczne miejsce.



Figure 217: Rozmieszczenie śrub i krzywek w 30TE (z krzywką)

2. Wsunąć dźwignie do każdego z 2 otworów krzywkowych (jeden w górnej części ramy, a drugi w dolnej). Całkowita głębokość otworów krzywkowych wynosi około 10 mm.

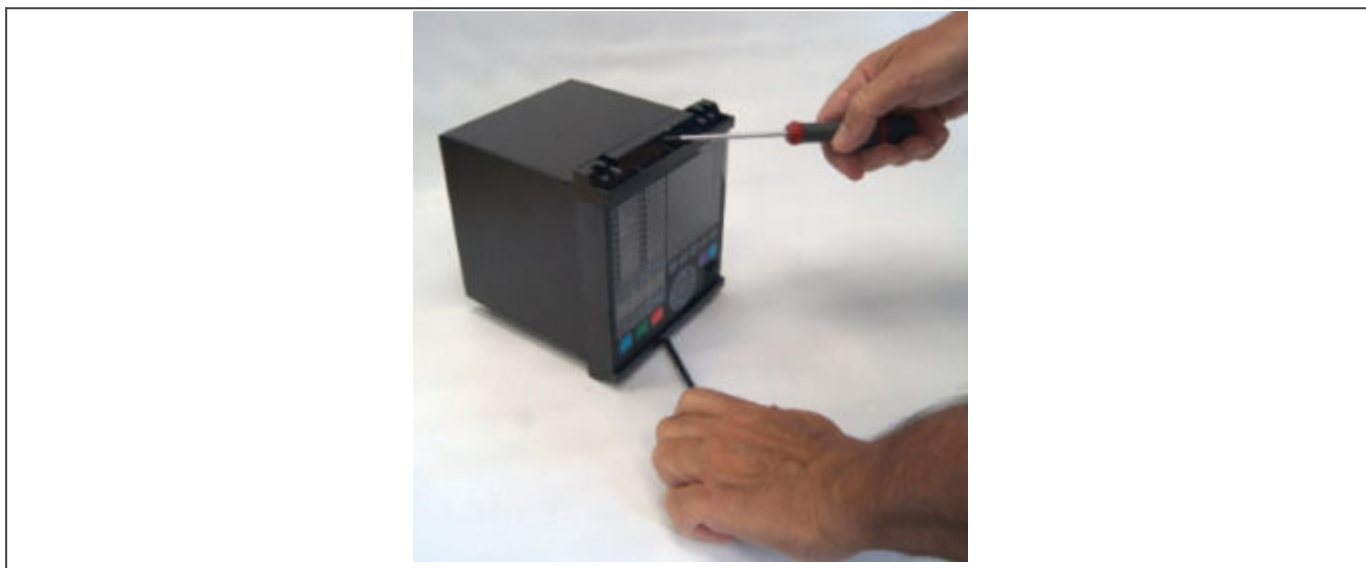


Figure 218: Wsuwanie dźwigni w 30TE

3. Obracać krzywki poziomo, ale powoli, mocno pociągając za dźwignie. Całkowity obrót krzywki powinien wynosić około 90 stopni, a moduł zostanie wyciągnięty na mniej więcej 6 mm.

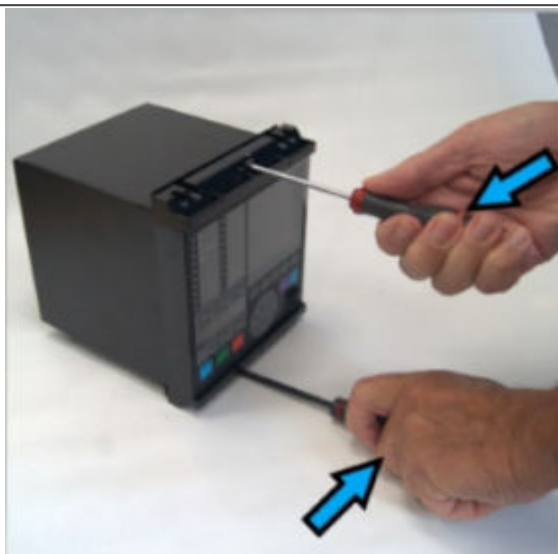


Figure 219: Kierunek obrotu 30TE z użyciem 2 dźwigni

4. Usunąć dźwignie.
5. Chwycić moduł oburącz, u góry i na dole. Zakończyć proces wyciągania modułu pociągając ręcznie.

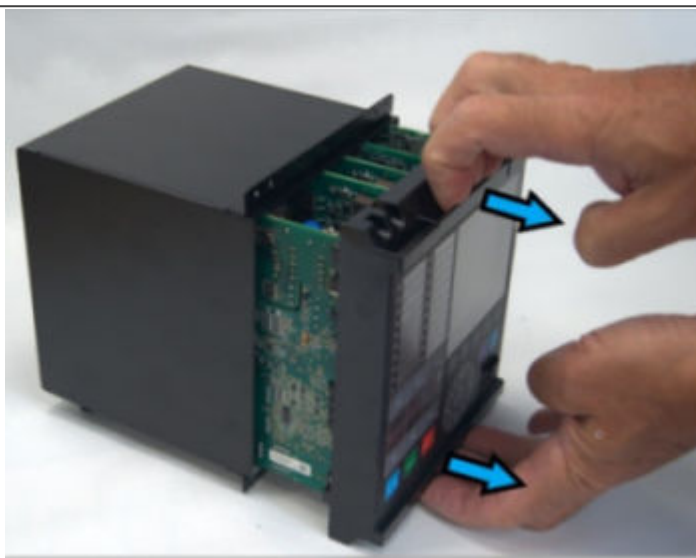


Figure 220: Wyciąganie modułu 30TE

Ostrzeżenie:

Wymowianie i wsuwanie IED 30TE można wykonać za pomocą tylko jednej dźwigni, a drugą ręką ciągnąć ręcznie, ale zdecydowanie zaleca się użycie 2 dźwigni.

Jeśli ma być używana tylko jedna dźwignia, włożyć ją do górnej krzywki i pociągnąć ręcznie od dołu palcami drugiej ręki, jednocześnie obracając górną krzywkę przy użyciu dźwigni.



Figure 221: Kierunek obrotu i wysuwanie 30TE z użyciem 1 dźwigni

Należy postępować zgodnie z instrukcjami opisanymi poniżej, aby **wsunąć** jednostkę wysuwaną:

1. Przed włożeniem modułu krzywki należy ręcznie ustawić w pozycji złożonej. W tym celu palcami popchnąć krzywki od tyłu, aż zostaną złożone.
2. Umieścić moduł wyśrodkowany w obudowie urządzenia i poprowadzić go, naciskając ręcznie górną i dolną ramę panelu przedniego (*). Docisnąć mocno, aż moduł zostanie całkowicie wsunięty.

Ostrzeżenie:

(*) Dociskanie w miejscu wyświetlacza lub klawiatury może spowodować uszkodzenia urządzenia.

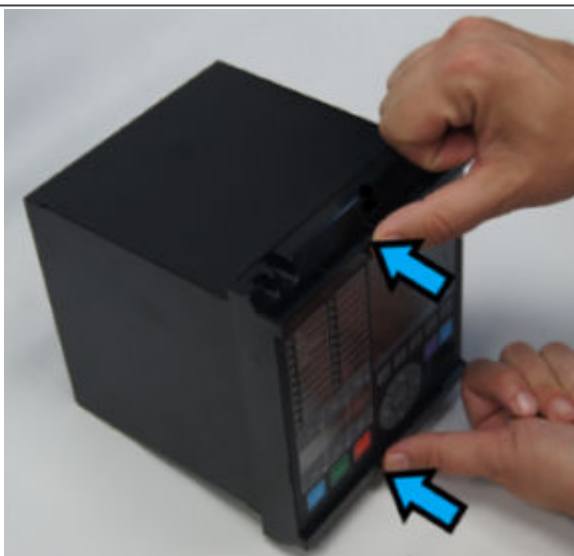


Figure 222: Wsuwanie 30TE

3. Zmontować i przykręcić (za pomocą odpowiedniego wkrętaka) 4 śruby mocujące panel przedni do obudowy, przykładając moment obrotowy nie większy niż 0,8 Nm.

Ostrzeżenie:

Przyłożenie momentu obrotowego większego niż maksymalnie 0,8 Nm podczas ponownego montażu urządzenia, może spowodować jego uszkodzenie.

20.4.2 TYLKO OPROGRAMOWANIE

Możliwe jest rozbudowanie istniejącego urządzenia o zaawansowane funkcje oprogramowania poprzez zakup samego oprogramowania (pod warunkiem, że urządzenie jest już wyposażone w wymagany sprzęt).

Istnieją dwie opcje w przypadku produktów zawierających tylko oprogramowanie:

- Urządzenie odsyła się do fabryki firmy GE Vernova w celu aktualizacji.
- Oprogramowanie jest pobierane lub wysyłane do użytkownika w celu aktualizacji. Prosimy o kontakt z lokalnym przedstawicielem w celu skorzystania z usług inżyniera ds. rozruchu, który pomoże w aktualizacji urządzenia.

Uwaga:

Produkty zawierające tylko oprogramowanie są licencjonowane do użytku z urządzeniami o określonych numerach seryjnych.

**Ostrzeżenie:**

Nie należy próbować uaktualniać istniejącego urządzenia, jeśli oprogramowanie nie zostało licencjonowane dla tego konkretnego urządzenia.

20.5 KABLE ORAZ ZŁĄCZA

W niniejszym rozdziale opisano rodzaj okablowania oraz złączy, których należy użyć do instalacji urządzenia. Szczegółowe informacje dotyczące styków można znaleźć w rozdziale Struktura sprzętowa lub na schematach połączeń elektrycznych.

Istnieje szeroki zakres zastosowań urządzeń IED. W związku z tym nie jest możliwe przedstawienie typowych połączeń dla wszystkich możliwych schematów. Informacje zawarte w tym punkcie obejmują ważne aspekty wzajemnych połączeń w ogólnych obszarach wejść transformatora przyrządowego, innych wejść, wyjść, komunikacji i uziemienia.

**Ostrzeżenie:**

Przed podjęciem jakichkolwiek prac związanych z obsługą urządzenia użytkownik powinien się zapoznać z treścią rozdziału dotyczącego bezpieczeństwa oraz z danymi znamionowymi znajdującymi się na tabliczce znamionowej urządzenia.

Sugerowane jest okablowanie miedziane o minimalnej temperaturze znamionowej 75°C.

20.5.1 ORIENTACJA KOŃCÓWEK

W przypadku instalowania dwóch końcówek na jednym zacisku obie końcówki należy zainstalować zgodnie z instrukcjami producenta końcówki i najlepszymi praktykami inżynierskimi.

20.5.2 LISTWY ZACISKOWE

Urządzenie wykorzystuje listwy zaciskowe, jak pokazano poniżej.

Urządzenie wykorzystuje listwy zaciskowe, z których każda składa się z maksymalnie 16 zacisków śrubowych M3.5. Przewody mogą być zakończone pierścieniami za pomocą końcówek oczkowych, z nie więcej niż dwoma pierścieniami na zacisk. Jeśli używane są dwa pierścienie, należy usunąć zęby osłony IP20, jak pokazano.

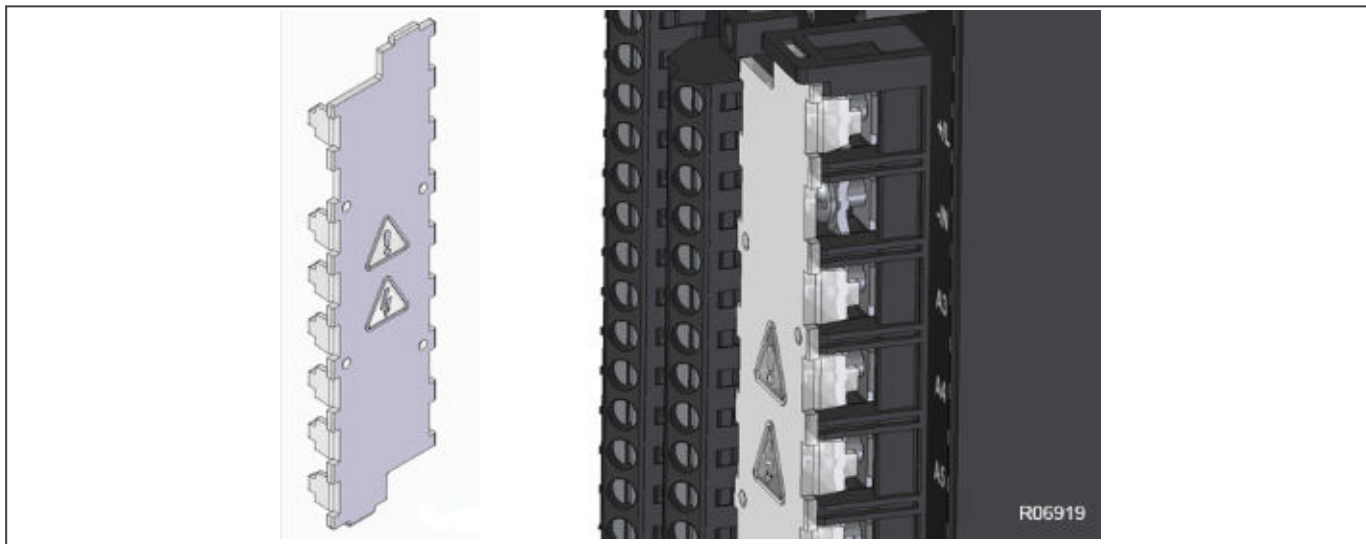


Figure 223: Osłona IP20 z usuniętymi zębami, osobno i po instalacji

Listwa zaciskowa jest dostarczana z 3-biegunową zworką w celu utworzenia konfiguracji gwiazdy z przekładnikami prądowymi, gdy jest ona potrzebna (zamiast podłączania zewnętrznego), jak pokazano.



Figure 224: Listwa zaciskowa z 3-biegunową zworką do 20TE

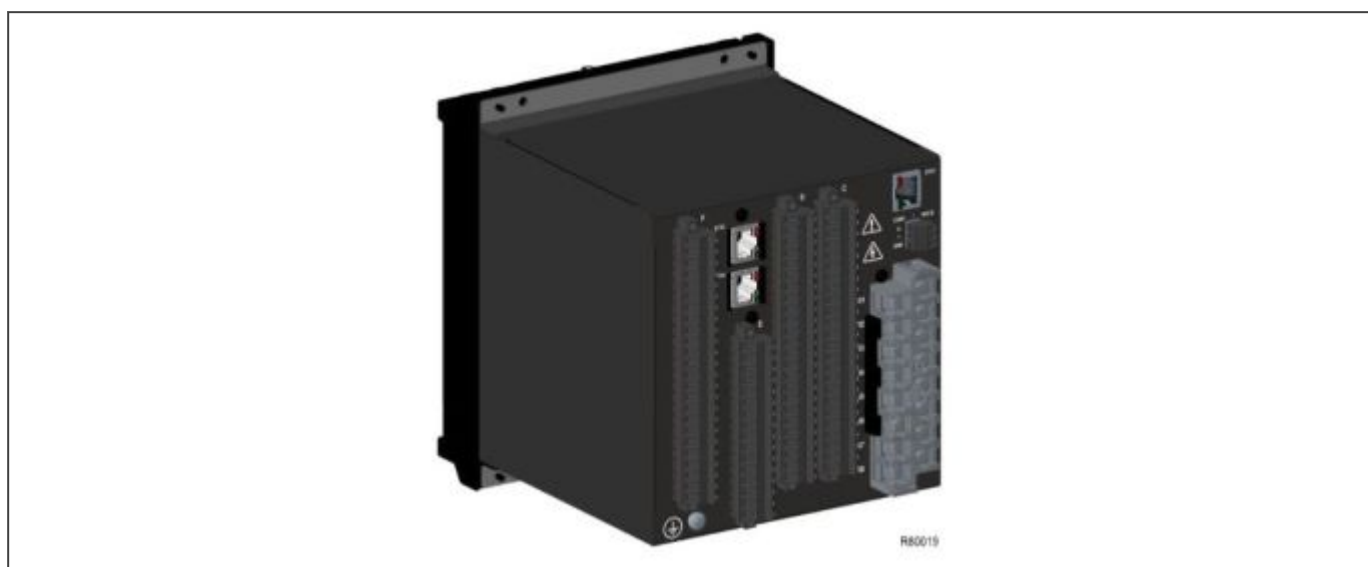


Figure 225: Listwa zaciskowa z 3-biegunową zworką do 30TE (końcówki ZACISKOWE)

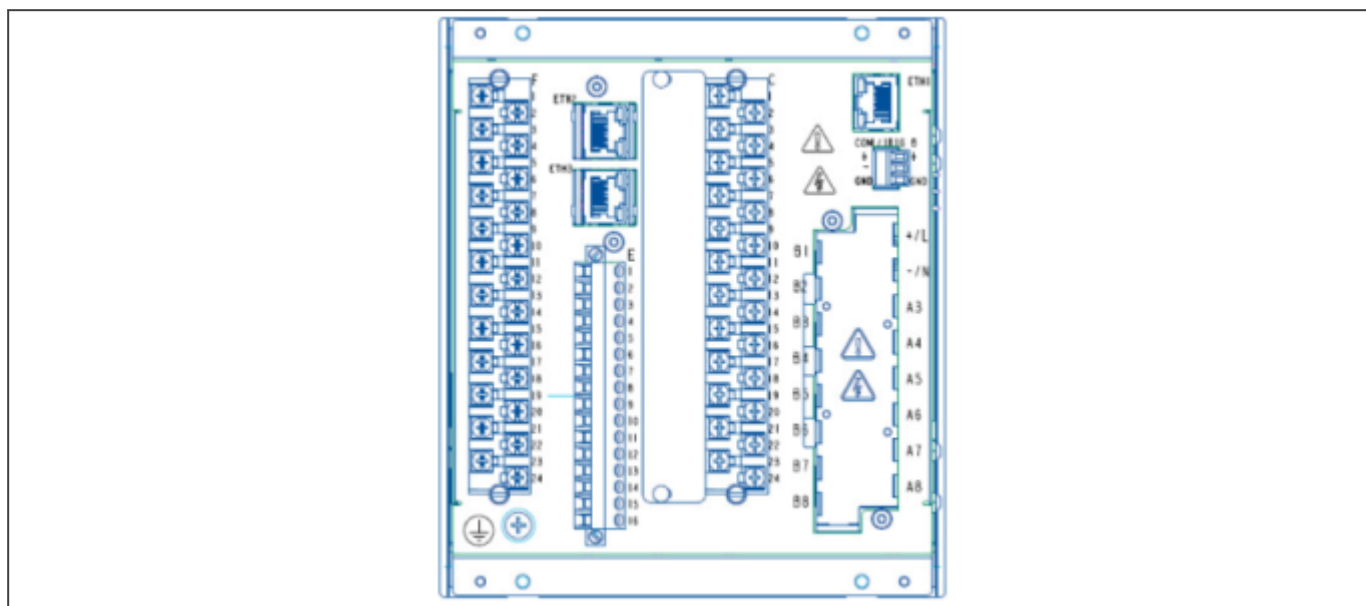


Figure 226: Listwa zaciskowa z 3-biegunową zworką do 30TE (końcówki hybrydowe ZACISKOWE + OCZKOWE)

20.5.3 POŁĄCZENIA ZASILANIA

Powinny być podłączane za pomocą wielożyłowego przewodu miedzianego z izolacją PVC o przekroju 1,5 mm zakończonych końcówkami oczkowymi M3.5 o średnicy maksymalnej 8 mm. Zalecane końcówki oczkowe: TE B-106-1403 lub Molex 193240012

Napięcie robocze przewodów powinno wynosić minimum 300 V rms.



Ostrzeżenie:

Zasilanie sterujące urządzenia IED musi być zgodne z zainstalowanym zakresem zasilania. Jeżeli podawane napięcie nie będzie zgodne, może dojść do uszkodzenia urządzenia. Wszystkie uziemienia MUSZĄ być podłączone podczas normalnej pracy, niezależnie od typu zasilania sterującego.



Ostrzeżenie:

Okablowanie zasilania pomocniczego należy zabezpieczyć bezpiecznikiem wielkiej mocy (HRC) typu NIT lub TIA o maksymalnym amperażu 10 A.

20.5.4 POŁĄCZENIE UZIEMIENIA

Każde urządzenie musi być podłączone do uziemienia za pomocą zacisku uziemiającego.

Należy zastosować możliwie najkrótszą drogę. Należy użyć miedzianego cynowanego kabla w oplocie, ekranującego i łączącego. Jako minimum należy użyć 96 pasm o numerze 34 AWG.

Napięcie robocze przewodów powinno wynosić minimum 300 Vrms.

Uwaga:

Aby zapobiec potencjalnej reakcji elektrolitycznej pomiędzy mosiężnymi lub miedzianymi przewodami uziemiającymi i tylną płytą produktu, należy zastosować odpowiednie środki do odizolowania tych elementów od siebie. Można to osiągnąć na kilka sposobów, w tym między innymi poprzez umieszczenie podkładki niklowanej lub izolacyjnej pomiędzy przewodem uziemiającym a obudową urządzenia albo zastosowanie ocynkowanych zacisków pierścieniowych.

20.5.5 KOLEJNOŚĆ FAZ I POLARYZACJA TRANSFORMATORA

Aby zapewnić poprawne działanie funkcji urządzeń IED, należy postępować zgodnie z polaryzacją transformatora przyrządu pokazaną na typowym schemacie połączeń elektrycznych. Należy zwrócić uwagę na oznaczenia wypełnionym kwadratem, które są pokazane przy wszystkich połączeniach transformatora przyrządu. Gdy połączenia są zgodne z rysunkiem, strzałka pokazuje kierunek przepływu mocy dla dodatnich watów i dodatni kierunek vars. Kolejność faz jest programowalna przez użytkownika dla rotacji ABC lub ACB.

Urządzenie IED Multilin Agile ma cztery (4) wejścia prądowe. Trzy z nich służą do przekładnika prądowego dla fazy A, B, C. Czwarte wejście to wejście uziemiające, które można podłączyć do uziemiającego przekładnika prądowego umieszczonego na przewodzie neutralnym z uzwojenia transformatora podłączonego w układzie Wye lub do przekładnika prądowego typu „pączek” mierzącego prąd składowej kolejności zerowej z systemu uziemionego. Przekładniki prądowe urządzenia IED są umieszczone w pakiecie zamontowanym na obudowie IED. Na wejściach prądowych nie ma wewnętrznych połączeń uziemiających.



Ostrzeżenie:

Należy sprawdzić, czy ustawienia przekładnie prądową urządzeń IED w **SETPOINTS \SYSTEM\przekładnik prądowy przekładnia** są ustawione poprawnie i dopasowane do danych znamionowych uzwojenia pierwotnego i wtórnego podłączonych przekładników prądowych. Niedopasowane przekładniki prądowych mogą spowodować uszkodzenie urządzeń lub nieodpowiednie zabezpieczenie.

20.5.6 PRZEKŁADNIKI PRĄDOWE

Przekładniki prądowe (CT) zwykle są podłączane za pomocą wielożyłowego przewodu miedzianego z izolacją PVC o przekroju $2,5 \text{ mm}^2$, zakończonych końcówkami oczkowymi M3.5 o średnicy maksymalnej 8 mm. Zalecane końcówki oczkowe: TE B-106-1403 lub Molex 193240012.

Ze względu na ograniczenia fizyczne maksymalny rozmiar przewodu, którego można użyć, to $4,0 \text{ mm}^2$ przy użyciu końcówek oczkowych. Jeżeli wymagane jest podłączenie przewodów o większym przekroju, można stosować dwa równolegle połączone przewody, każdy zakończony oddzielną końcówką oczkową.

Napięcie robocze przewodów powinno wynosić minimum 300 Vrms.



Ostrzeżenie:

W obwodach przekładnika prądowego w żadnym wypadku nie wolno umieszczać bezpiecznika.

Uwaga:

Jeśli obecne są przekładniki prądowe, należy się upewnić, że zaciski, z którymi się łączą, są zwarte przed usunięciem modułu przekładnika prądowego.

Uwaga:

W przypadku przekładnika prądowego 5 A po stronie wtórnej zalecamy stosowanie wielożyłowego przewodu miedzianego $2 \times 2,5 \text{ mm}^2$ z izolacją PVC.

Uwaga:

Listwa zaciskowa jest dostarczana z 3-biegunową zworką w celu utworzenia konfiguracji gwiazdy z przekładnikami prądowymi, gdy jest ona potrzebna (zamiast podłączania zewnętrznego).

20.5.7 POŁĄCZENIA PRZEKŁADNIKA NAPIĘCIOWEGO

Przekładniki napięciowe (VT) zwykle są podłączane za pomocą wielożyłowego przewodu miedzianego z izolacją PVC o przekroju 2,5 mm², zakończonych końcówkami oczkowymi M3.5 o średnicy maksymalnej 8 mm. Zalecane końcówki oczkowe: TE B-106-1403 lub Molex 193240012.

Napięcie robocze przewodów powinno wynosić minimum 300 Vrms.

20.5.8 POŁĄCZENIA ZESTYKU ALARMOWEGO (KRYTYCZNY BŁĄD)

Powinny one być okablowane wielożyłowym drutem miedzianym PVC o grubości co najmniej 1 mm z końcówkami zaciskowymi o średnicy do 2,5 mm lub bez.

Napięcie robocze przewodów powinno wynosić minimum 300 Vrms.

Zestyk alarmowy urządzenia IED Multilin Agile to zarezerwowany, normalnie zamknięty, nieprogramowalny styk Critical Fail (błąd krytyczny) do sygnalizacji poprawnego/niepoprawnego działania przekaźnika. Jego stan można sprawdzić w ścieżce **DEVICE STATUS\RELAY OUTPUTS\RELAY OUTPUTS**. Zaciski zestyku alarmowego przedstawiono na odpowiednim schemacie połączeń elektrycznych IED.

20.5.9 POŁĄCZENIA EIA(RS)485

Do połączenia portów EIA(RS485) / K-Bus należy użyć przewodu dwużyłowego ekranowanego, o całkowitej maksymalnej długości 1000 m lub o całkowitej pojemności 200 nF.

Typowa specyfikacja takiego przewodu będzie następująca:

- Każda żyła: przewody miedziane w izolacji PVC 16/0,2 mm²
- Nominalna powierzchnia przewodząca: 0,5 mm² na żyłę
- Ekran: plecionka pełna, powłoka PVC

Do 32 urządzeń IED serii P14 można połączyć łańcuchowo w kanale komunikacyjnym bez przekraczania możliwości sterownika. W większych systemach wymagane jest dodanie dodatkowych kanałów szeregowych. Można także użyć dostępnych na rynku repeaterów, aby dodać więcej niż 32 przekaźniki na pojedynczym kanale.



Ostrzeżenie:

Aby zagwarantować, że wszystkie urządzenia w łańcuchu mają ten sam potencjał, konieczne jest, aby wspólne zaciski każdego portu RS485 były połączone ze sobą i uziemione tylko raz, na urządzeniu nadrzędnym lub na IED. Niezastosowanie się do tego może spowodować przerwany lub nieudaną komunikację.

Ostatnie urządzenie na każdym końcu łańcucha powinno być zakończone rezystorem 120 Ω ¼ W połączonym szeregowo z kondensatorem 1 nF na zaciskach dodatnim i ujemnym. Niektóre systemy pozwalają na użycie ekranu (przewodu odpływowego) jako wspólnego przewodu i podłączenie bezpośrednio do zacisku COM. Inne działają poprawnie tylko wtedy, gdy wspólny przewód jest podłączony do zacisku COM, ale jest odizolowany od ekranu.

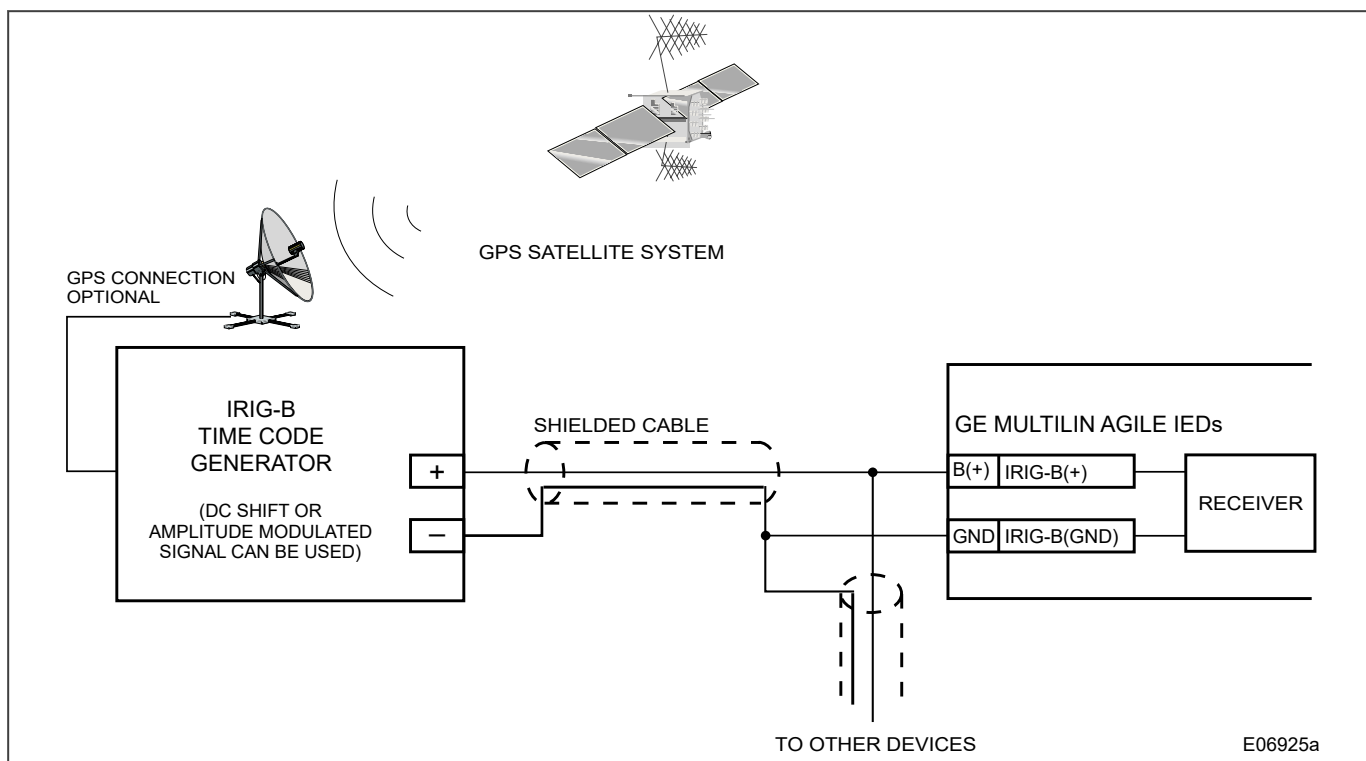
Przestrzeganie tych wytycznych zapewnia niezawodny system komunikacji odporny na stany nieustalone systemu.

Aby zagwarantować specyfikacje wydajności, należy zapewnić ciągłość ekranu podczas łączenia łańcuchowego połączeń. Nie ma elektrycznego połączenia ekranu z urządzeniem. Łącze jest dostarczane wyłącznie w celu połączenia ze sobą dwóch ekranów kablowych.

20.5.10 POŁĄCZENIE IRIG-B

IRIG-B to standardowy format kodu czasowego, który umożliwia synchronizację sygnałów czasowych zdarzeń między podłączonymi urządzeniami w ciągu 1 milisekundy. Formaty kodów czasowych IRIG-B to szeregowy kod z modulacją szerokości w postaci przesunięcia poziomu prądu stałego. Do generowania sygnału IRIG-B dostępne są

urządzenia innych firm. To urządzenie może korzystać z systemu satelitarnego GPS w celu uzyskania odniesienia czasowego, dzięki czemu można również zsynchronizować urządzenia w różnych lokalizacjach geograficznych.



Opcjonalne wejście IRIG-B wykorzystuje te same terminale, co port COM1 EIA(RS)485. Jest zatem oczywiste, że komunikacja RS485 i wejście IRIG-B wzajemnie się wykluczają.

Typowa specyfikacja takiego przewodu będzie następująca:

- Każda żyła: przewody miedziane w izolacji PVC 16/0,2 mm²
- Nominalna powierzchnia przewodząca: 0,5 mm² na żyłę
- Ekran: plecionka pełna, powłoka PVC

Połączenie IRIG-B (dwa przewody) do zacisków IED Multilin Agile COM1:

- Przewód dodatni IRIG-B należy podłączyć do zacisku COM1 B(+)
- Przewód neutralny IRIG-B należy podłączyć do zacisku COM1 GND
- Zacisk COM1 A(-) powinien pozostać niepodłączony.

Odsłonięty ekran komunikacyjnego podłączony do wspólnego zacisku nie powinien przekraczać 2,5 cm (1 cal), aby zapewnić poprawne ekranowanie EMC kabla komunikacyjnego.

Uwaga:

Aby skorzystać z połączenia IRIG-B, ustawienie IRIG-B w **SETPOINT\DATE AND TIME\CLOCK\IRIG-B** powinno mieć wartość *Enabled* (Wł.).

Uwaga:

Połączenie IRIG-B jest połączeniem dwukablowym, więc zacisk COM1 A(-) nie powinien być podłączony.

20.5.11 POŁĄCZENIA WEJŚCIA OPTYCZNEGO

W zależności od kodu zamówienia urządzenie IED Multilin Agile ma różną liczbę wejść stykowych, które mogą być wykorzystywane do obsługi różnych funkcji logicznych do sterowania odłącznikami, wyzwalania zewnętrznego, blokowania elementów zabezpieczających itp. Urządzenie IED ma „wejścia stykowe” i „wejścia wirtualne”, które są połączone w formie programowalnej logiki, aby ułatwić realizację różnych schematów.

Powinny one być okablowane wielożyłowym drutem miedzianym PVC o grubości co najmniej 1 mm z końcówkami zaciskowymi o średnicy do 2,5 mm lub bez.

Każde wejście optyczne ma ustawienie **Debounce Time** (Czas eliminacji odbicia). Powoduje to, że wejście jest odporne na zakłócenia powstałe w okablowaniu. Może to jednak zwolnić reakcję funkcji zabezpieczającej.



Ostrzeżenie:

Wejścia optyczne i ich okablowanie należy zabezpieczyć bezpiecznikiem wielkiej mocy (HRC) typu NIT lub TIA o maksymalnym amperażu 2 A.

20.5.12 POŁĄCZENIA PRZEKAŹNIKÓW WYJŚCIOWYCH

Powinny one być okablowane wielożyłowym drutem miedzianym PVC o grubości co najmniej 1 mm z końcówkami zaciskowymi o średnicy do 2,5 mm lub bez.

20.5.13 POŁĄCZENIA MIEDZIANE ETHERNET

Jeżeli urządzenie ma złącze ethernetowe przeznaczone do podłączenia kabla miedzianego, może być podłączone do koncentratora ethernetowego 10Base-T lub 100Base-TX. Ze względu na czułość na zakłócenia zaleca się ten typ połączenia tylko w przypadku połączeń na krótkich dystansach. Optymalnie urządzenie oraz koncentrator znajdują się w tej samej szafie rozdzielczej.

Do portu ethernetowego podłączany jest wtyk ekranowany RJ-45. Styki są następujące:

kołek	Nazwa sygnału	Definicja sygnału
1	TXP	Nadawanie (dodatni)
2	TXN	Nadawanie (ujemny)
3	RXP	Odbiór (dodatni)
4	-	Nie używany
5	-	Nie używany
6	RXN	Odbiór (ujemny)
7	-	Nie używany
8	-	Nie używany

Uwaga:

W celu zwiększenia odporności na szumy zaleca się stosowanie kabli i złączy STP (ekranowana skrętka) CAT 6 (kategoria 6).

20.5.14 POŁĄCZENIA ŚWIATŁOWODOWE ETHERNET

W przypadku stałych połączeń w środowisku podstacji zalecane jest stosowanie połączenia światłowodowego. Port światłowodowy 100 Mb/s jest oparty na standardzie 100BaseFX i wykorzystuje złącza typu LC. Są one kompatybilne ze światłowodami wielomodowymi 50/125 µm lub 62,5/125 µm o długości fali 1300 nm.

20.5.15 POŁĄCZENIE USB

Urządzenie IED ma gniazdo USB typu B na panelu przednim. Do podłączenia lokalnego komputera do urządzenia IED można wykorzystać standardowy kabel USB od drukarki (jeden koniec typu A, drugi koniec typu B). Jest to taki sam kabel, jak do podłączania drukarki do komputera.

20.6 WYMIARY OBUDOWY I WYCIĘCIE W PANELU

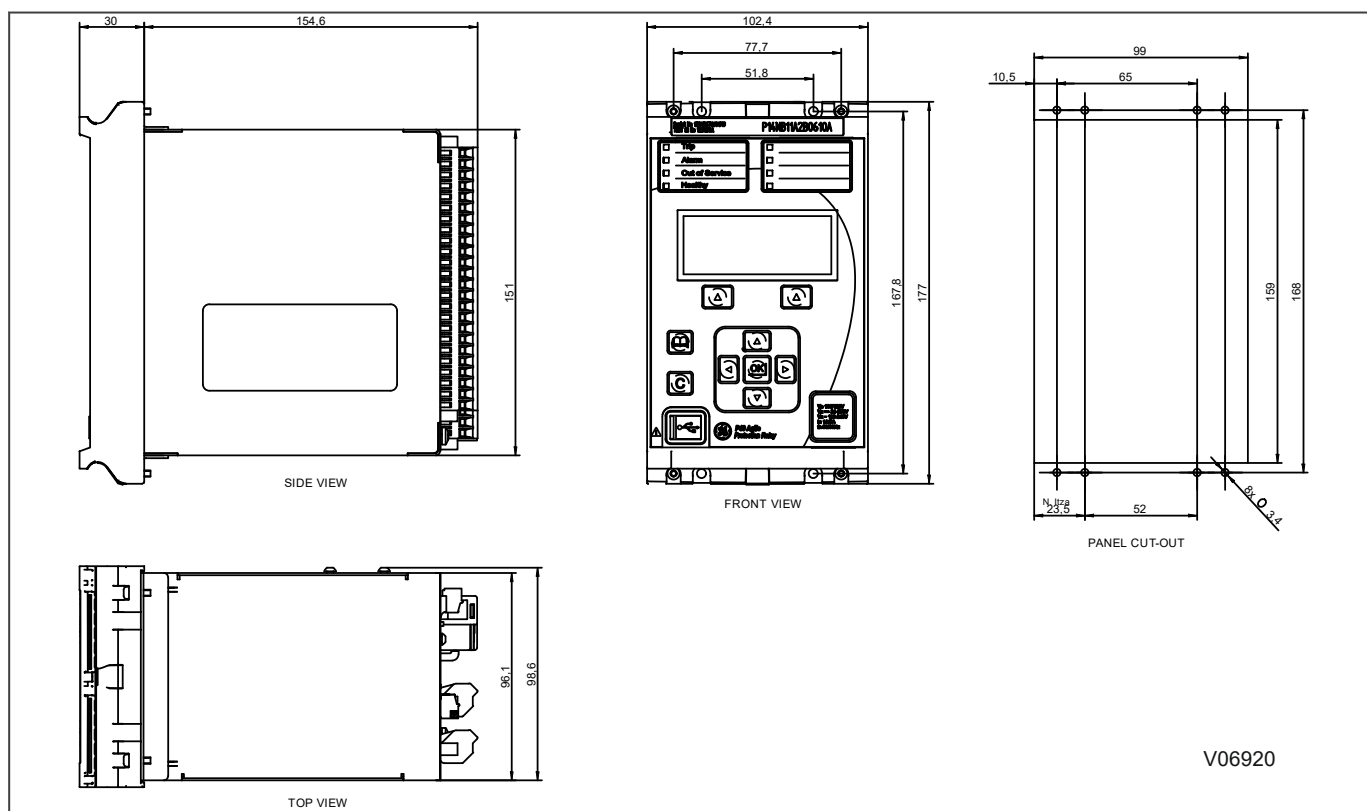


Figure 227: Wymiary obudowy i wycięcie w panelu 20TE

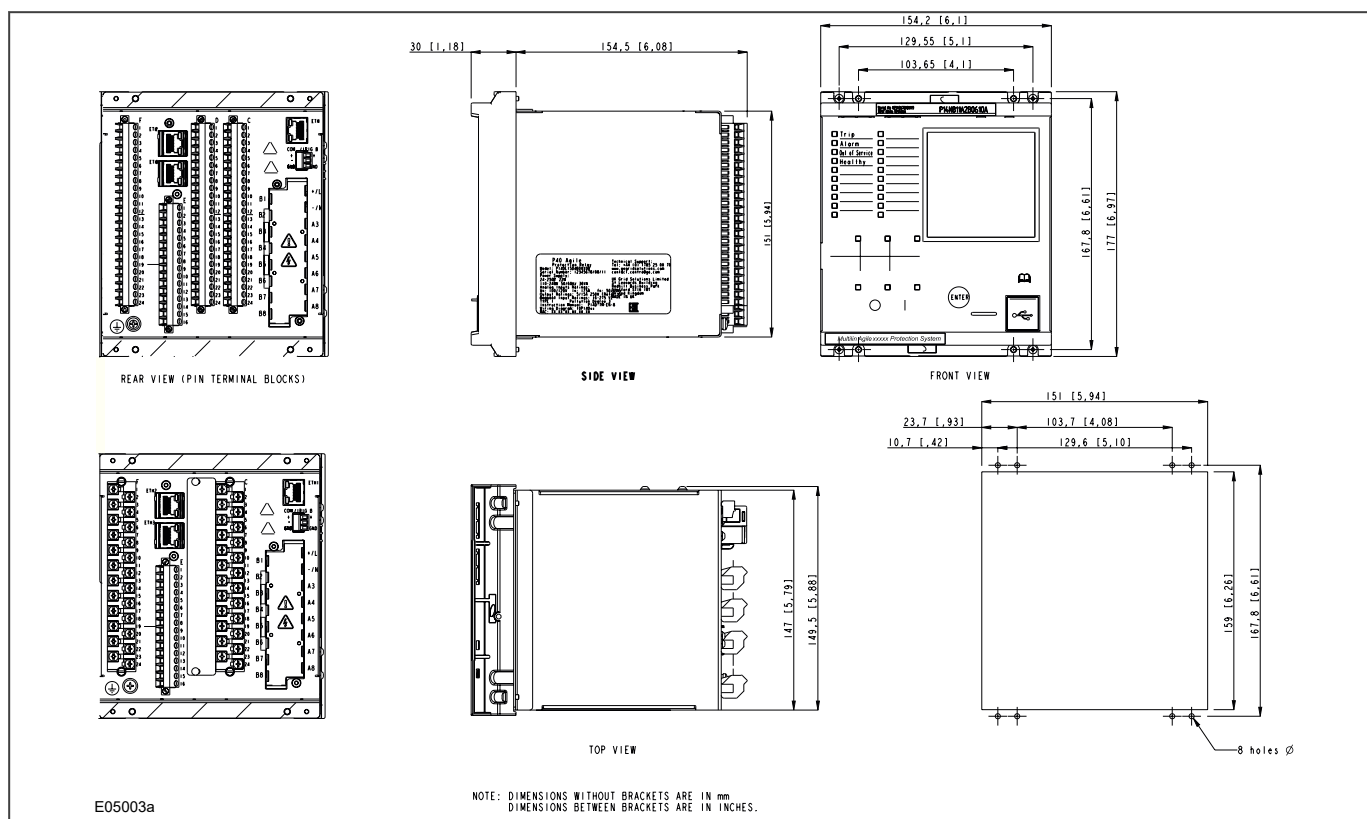


Figure 228: Wymiary obudowy i wycięcie w panelu 30TE

ROZDZIAŁ 21

INSTRUKCJE DOTYCZĄCE URUCHOMIENIA

21.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	523
Ogólne wytyczne	524
Menu próby odbiorczej	525
Oprządkowanie niezbędne podczas odbioru	529
Kontrole produktu	531
Kontrole ustawień	537
Sprawdzanie taktowania zabezpieczenia	539
Kontrole pod obciążeniem	540
Testy końcowe	542

21.2 OGÓLNE WYTYCZNE

IED firmy GE Vernova to urządzenia z autodiagnostyką, które będą zgłaszać alarm w mało prawdopodobnym przypadku awarii. W związku z tym przeprowadzane próby odbiorcze nie mają tak szerokiego zakresu, jak w przypadku niecyfrowych urządzeń elektronicznych lub elektromechanicznych.

W celu rozruchu urządzeń nie ma potrzeby sprawdzania przez użytkownika (inżyniera rozruchu) każdej funkcji. Należy jedynie sprawdzić, czy sprzęt funkcjonuje poprawnie i czy w urządzeniu poprawnie ustawiono parametry oprogramowania właściwe dla danego zastosowania. Ustawienia można sprawdzić poprzez ich ekstrakcję za pomocą oprogramowania konfiguracyjnego EnerVista Configuration lub z poziomu panelu przedniego (panel HMI).

Użytkownik wybiera język, więc w razie potrzeby można zmienić język menu na czas rozruchu.

Uwaga:

Należy pamiętać, aby po zakończeniu rozruchu przywrócić język menu preferowany przez klienta.



Ostrzeżenie:

Przed podjęciem jakichkolwiek prac związanych z obsługą urządzenia należy zapoznać się z treścią rozdziału dotyczącego bezpieczeństwa lub z instrukcją bezpieczeństwa SFTY/4LM oraz z danymi znamionowymi znajdującymi się na tabliczce znamionowej urządzenia.



Ostrzeżenie:

Nie demontować urządzenia podczas rozruchu.

21.3 MENU PRÓBY ODBIORCZEJ

Urządzenie IED Multilin Agile ma kilka funkcji testowania W MENU **SETPOINTS\TESTING** w karcie **HMI and MONITORING\TESTING** oprogramowania EnerVista Configuration. Te funkcje testowe ułatwiają testowanie urządzeń IED podczas rozruchu. Obsługiwane funkcje testowe to:

- Symulacja
- Test LEDs
- Wejścia optyczne
- Wyjścia przekaźnika
- Automatyczne ponowne zamknięcie
- GOOSE

Ustawienie **Simulation State** (Stan symulacji) w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** może być ustawione na *Prefault State* (Stan przed zwarcie), *Fault State* (Stan zwarcia), *Postfault State* (Stan po zwarcie) lub *Disabled* (Wył.). Konkretnie wartości ustawień **Pre-Fault** (Przed zwarcie), **Fault** (Zwarcie) oraz **Post-Fault** (Po zwarcie) dla każdego trybu można zaprogramować w odpowiednim menu ustawień w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION**.

Ustawienie **PreFit-Flt Trig** w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** określa sygnał, który wyzwała zmianę stanu ze stanu *Prefault State* (Przed zwarcie) na stan *Fault State* (Zwarcie).

Ustawienie przekaźników mocy w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** włącza lub wyłącza tryb testowy wyjść przekaźnika. Określoną wartość wymuszenia dla każdego zestyku wyjścia przekaźnika ustawia się w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\RELAY OUTPUTS**.

Ustawienie **Force LEDs** (Wymuszenie diod LED) w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** włącza lub wyłącza tryb testowania diod LED. Konkretna wartość wymuszenia dla każdej diody LED jest ustawiana w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\TEST LEDs**.

Stany wejść optycznych można symulować, wymuszając konkretną wartość dla każdego wejścia optycznego w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\OPTO INPUTS**. Tryb testowania wejść optycznych jest włączony, gdy ustawienie **Simulation State** (Stan symulacji) ma dowolną wartość inną niż *Disabled* (Wył.).

Gdy urządzenie IED zapewnia funkcję **Autoreclose** (Samoczynne ponowne załączanie) (zależną od Cortec), tryb testowania **Autoreclose** ustawia się w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\AUTORECLOSE**.

21.3.1 SYMULACJA

Funkcja symulacji w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION** służy do testowania funkcjonalności urządzeń IED Multilin Agile w odpowiedzi na zaprogramowane warunki, bez konieczności stosowania zewnętrznych wejść napięciowych i prądowych AC. Jest to cenne narzędzie szkoleniowe dla nowych użytkowników. Parametry systemu, takie jak prądy, napięcia i kąty fazowe, wprowadzone są jako ustawienia. Po przełączeniu w tryb testowy IED zawiesza odczyt rzeczywistych wejść AC, generuje próbki reprezentujące zaprogramowane fazory i wczytuje te próbki do pamięci w celu przetworzenia przez IED. Warunki normalne (przed zwarcie), zwarcia i po zwarcie mogą symulować szeroką gamę zakłóceń systemu oraz wykorzystywać wiele funkcji urządzeń IED Multilin Agile.

Ustawienie **Simulation State** (Stan symulacji) można zaprogramować w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION** jako *Disabled* (Wyłączoną), jeżeli rzeczywiste wejścia systemu mają być monitorowane, a tryb testowy ma być wyłączony.

Jeżeli ustawienie **Simulation State** (Stan symulacji) ma jakąkolwiek inną wartość (stan przed zwarcie, stan zwarcia lub stan po zwarcie), urządzenie IED jest w trybie testowym i rzeczywiste parametry systemu, w tym prąd, napięcie i wejścia optyczne, nie są monitorowane. Parametry systemu symulowane przez IED to parametry odpowiadające zaprogramowanej wartości ustawienia **Simulation State** (Stan symulacji). Jeśli na przykład parametr zaprogramowano na *Fault State* (Stan zwarcia), to parametry systemu są ustawione na te zdefiniowane przez wartości ustawienia **Fault** (Zwarcie) w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION**.

W trybie testowym stany wejścia optycznego są automatycznie wymuszane do wartości ustawionych w **SETPOINTS\TESTING\OPTO INPUTS**.

Gdy ustawiony jest *Fault State* (Stan zwarcia) jako **Simulation State** (Stan symulacji) i nastąpi wyzwolenie, *Simulation State* (Stan symulacji) automatycznie przechodzi w *Postfault State* (Stan po zwarcu).

Wartości ustawienia *Pre-Fault* (Przed zwarcie), *Fault* (Zwarcie) oraz *Post-Fault* (Po zwarcu) (wartości i kąty) są zaprogramowane we właściwym menu ustawień w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION**.

Podczas pracy w trybie testowym oraz gdy opcja **Force Relays** (Wymuszenie przekaźników) w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** ma wartość *Enabled* (Wł.), stany wyjścia przekaźnika mogą być wymuszone w menu **SETPOINTS\TESTING\RELAY OUTPUTS**. Zastępuje to normalne działanie zestyków wyjściowych przekaźnika. W trybie testowym oraz gdy opcja **Force Relays** (Wymuszenie przekaźników) ma wartość *Disabled* (Wył.), stany wyjścia przekaźnika zachowują normalne działanie. Wymuszenie stanów wyjść przekaźnika nie jest wykonywane, gdy **Simulation State** (Stan symulacji) ma wartość *Disabled* (Wył.).

W trybie testowym oraz gdy **Force LEDs** (Wymuszenie diod LED) ma wartość *Enabled* (Wł.), stany i kolory diod LED mogą być wymuszone w menu **SETPOINTS\TESTING\TEST LEADS**, co zastąpi normalne działanie diod LED. W trybie testowym oraz gdy **Force LEDs** (Wymuszenie diod LED) ma wartość *Disabled* (Wył.) stany i kolory diod LED zachowują swoje normalne działanie. Wymuszenie diod LED nie jest wykonywane, gdy **Simulation State** (Stan symulacji) ma wartość *Disabled* (Wył.).

21.3.1.1 PRZED ZWARCIEM

PreFault State (Stan przed zwarcie) ma symulować normalne warunki działania systemu przez zastąpienie normalnych parametrów wejściowych zaprogramowanymi wartościami przed zwarcie. Dla poprawnej symulacji wartości wprowadzone w menu **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\PRE-FAULT** muszą być niższe od minimalnej ustawienia wyzwolenia którejkolwiek funkcji zabezpieczenia.

Gdy *PreFault State* (Stan przed zwarcie) jest ustawiony jako **Simulation State** (Stan symulacji) i spełnione są warunki ustawienia **PreFlt-Flt Trig** w ścieżce **SETPOINT\TESTING\SIMULATION\TESTING, Simulation State** (Stan symulacji) automatycznie przechodzi ze stanu *PreFault* (Przed zwarcie) w stan *Fault* (Zwarcie).

21.3.1.2 USTERKA

Fault State (Stan zwarcia) ma symulować warunki zwarcia systemu przez zastąpienie normalnych parametrów wejściowych zaprogramowanymi wartościami przed zwarcie.

Gdy *Fault State* (Stan zwarcia) jest ustawiony jako **Simulation State** (Stan symulacji) i wystąpi wyzwolenie zabezpieczenia, **Simulation State** (Stan symulacji) przechodzi w *Postfault State* (Stan po zwarcu).

21.3.1.3 PO ZWARCIU

PostFault State (Stan po zwarcu) ma symulować system, w którym doszło do wyzwolenia zabezpieczenia, przez zastąpienie normalnych parametrów wejściowych zaprogramowanymi wartościami po zwarcu.

Uwaga:

W przypadku ustawień **Pre-Fault** (Przed zwarcie), **Fault** (Zwarcie) oraz **Post-Fault** (Po zwarcu) w ścieżce **SETPOINT\TESTING\SIMULATION**:

Uwaga:

Wielkości napięcia są wprowadzane we wtórnych jednostkach przekładnik napięciowy. Ustawienia uzwojenia pierwotnego i wtórnego dla wejść przekładnik napięciowy można znaleźć w menu przekładni napięciowej w ścieżce **SETPOINT\SYSTEM\VT RATIO**.

Uwaga:

Wielkości prądu są wprowadzane jako wielokrotność odpowiedniej ustawienia **Wartości pierwotnej przekładników prądowych** (podstawowego przekładnik prądowy). Ustawienia uzwojenia pierwotnego i wtórnego dla Wejść przekładników prądowych można znaleźć w menu **CT Ratio** (Przekładnia prądowa) w ścieżce **SETPoint\SYSTEM\przekładnia przekładników prądowych**.

Uwaga:

Wszystkie ustawienia symulacyjne powracają do wartości domyślnych po włączeniu zasilania.

21.3.2 TEST LEDS

Ustawienia **Test LEDs** (Test diod LED) w ścieżce **SETPoints\TESTING** pozwalają na zaprogramowanie stanu i koloru każdej diody LED, gdy urządzenie jest w trybie testowym, a ustawienie **Force LEDs** (Wymuszenie diod LED) w **SETPoints\TESTING\SIMULATION\SETUP** jest skonfigurowane jako *Enabled* (Wł.).

Wszystkie diody LED (od 2 do 8) można przetestować, zmieniając ich kolor i stan z wyłączonego, koloru zielonego, pomarańczowego i czerwonego, a dioda LED zostanie ustawiona jako wyłączona lub na wybrany kolor w odpowiednim ustawieniu LED X.

Diodę LED 1 można przetestować, zmieniając jej kolor z wyłączonego na czerwony. Opcje koloru zielonego i pomarańczowego są dostępne przy wyborze ustawienia, jednak dioda LED 1 zawsze zapali się na czerwono, niezależnie od wybranego koloru.

Uwaga:

Wszystkie ustawienia **Test LEDs** (Test diod LED) powracają do wartości domyślnych po włączeniu zasilania.

21.3.3 WEJŚCIA OPTYCZNE

Ustawienia wejść optycznych w ścieżce **SETPoints\TESTING** pozwalają na zaprogramowanie stanu (*Off* (Wył.), *On* (Wł.)) każdego wejścia optycznego, gdy urządzenie jest w trybie testowym.

Uwaga:

Wszystkie ustawienia **Opto Inputs** (Wejścia optyczne) powracają do wartości domyślnych po włączeniu zasilania.

Uwaga:

Liczba wejść optycznych dostępnych dla urządzenia IED jest zależna od Cortec.

21.3.4 WYJŚCIA PRZEKAŹNIKA

Ustawienia Relay Outputs (Wyjścia przełącznika) w ścieżce **SETPoints\TESTING** pozwalają na zaprogramowanie stanu każdego wyjścia przełącznika, gdy urządzenie jest w trybie testowania, a ustawienie Force Relays (Wymuszenie przełącznika) w **SETPoints\TESTING\SIMULATION\SETUP** ma wartość *Enabled* (Wł.).

Uwaga:

Wszystkie ustawienia wyjść przełącznika powracają do wartości domyślnych po włączeniu zasilania.

Uwaga:

Liczba wyjść optycznych dostępnych dla urządzenia IED jest zależna od Cortec.

21.3.5 AUTOMATYCZNE PONOWNE ZAMKNIĘCIE

Gdy urządzenie IED zapewnia samoczynne ponowne załączanie (funkcja zależna od Cortec), dostępne jest polecenie *3 Pole Test* (Test trójbiegunowy) w **SETPPOINTS\TESTING\AUTORECLOSE\TEST AUTORECLOSE** do testowania kolejności wyzwoleń wyłącznika i cykli samoczynnego ponownego załączania.

Gdy ustawienie **Test Autoreclose** (Test samoczynnego ponownego załączania) ma wartość *3 Pole Test* (Test trójbiegunowy), wydawane jest polecenie uruchamiające sygnał *AR Trip Test* (Test wyzwolenia samoczynnego ponownego załączania), który można skonfigurować do zestyku wyjściowego przełącznika wyzwalającego w celu wykonania pierwszego cyklu wyzwolenia / ponownego załączania pierwszych trzech faz, tak aby skojarzone zestyki wyjściowe przełącznika można było sprawdzić pod kątem działania we właściwych momentach cyklu. Po uruchomieniu przez wyjście wyzwolenia zabezpieczenia ustawienia **Test Autoreclose** (Test SPZ), tekst polecenia zostanie zmieniony na *No Operation* (Brak zadziałania) podczas gdy reszta cyklu samoczynnego ponownego załączania zostanie przeprowadzona. Aby przetestować kolejne cykle trójfazowego samoczynnego ponownego załączania, polecenie testu trójbiegunowego można powtórzyć.

Uwaga:

Aby funkcja testu samoczynnego ponownego załączania zadziałała, edytor równań FlexLogic w urządzeniu musi zawierać sygnał wyzwolenia samoczynnego ponownego załączania zmapowany do sygnałów wyzwolenia.

21.3.6 GOOSE

Gdy urządzenie IED zapewnia usługę GOOSE (funkcja zależna od Cortec IEC 61850B), dostępne jest menu w **SETPPOINTS\TESTING\GOOSE** do testowania komunikatów GOOSE.

- **TxGOOSE Sim Mode:** gdy jest wyłączony, bit sim we wszystkich przesyłanych komunikatach GOOSE jest ustawiony na FALSE (Fałsz). Gdy tryb ten jest włączony, bit sim we wszystkich wysyłanych komunikatach GOOSE jest ustawiony na TRUE (Prawda).
- **Accept Sim GOOSE:** gdy ta opcja jest wyłączona, atrybut „Sim” przełącznika (LPHD1.Sim.StVal) jest ustawiony na False (Fałsz), a komunikaty GOOSE/SV otrzymywane z flagą / zestawem bitów „symulacja” są ignorowane. Gdy jest ustawiony jako włączony, atrybut „Sim” przełącznika (LPHD1.Sim.StVal) jest ustawiony na True (Prawda), więc po otrzymaniu komunikatu GOOSE/SV z flagą / zestawem bitów „symulacja” zostaną użyte zamiast normalnych komunikatów.

21.4 OPRZYRZĄDOWANIE NIEZBĘDNE PODCZAS ODBIORU

Przeprowadzenie odbioru niniejszego produktu wymaga użycia specjalistycznych urządzeń badawczych. Rozróżniamy trzy klasy urządzeń na potrzeby odbioru:

- Zalecane
- niezbędne,
- pomocnicze.

Zalecane oprzyrządowanie to urządzenia, które są zarówno konieczne jak i wystarczające do sprawdzenia prawidłowego działania głównych funkcji zabezpieczających.

Niezbędne oprzyrządowanie to minimum urządzeń koniecznych do sprawdzenia, czy produkt zawiera podstawowe oczekiwane funkcje zabezpieczające i czy ich działanie mieści się w określonych wartościach granicznych.

Pomocnicze oprzyrządowanie oznacza urządzenia potrzebne do sprawdzenia zadowalającego działania funkcji, które być może nie będą wykorzystywane lub mają charakter uzupełniający lub które mogą być na przykład włączone do układu kontroli/automatyki rozproszonej. Być może działanie takich funkcji można sprawdzić w bardziej odpowiedni sposób w ramach wymagań odbiorczych zdefiniowanych przez klienta lub też w ramach systemowego reżimu odbiorczego.

21.4.1 OPRZYRZĄDOWANIE ZALECANE PODCZAS ROZRUCHU

Minimalne zalecane oprzyrządowanie to wielofunkcyjny zestaw do testu iniekcji trójfazowego prądu i napięcia AC zapewniający:

- kontrolowane źródła trójfazowego prądu i napięcia AC;
- przejściowe (dynamiczne) przełączanie pomiędzy warunkami sprzed wystąpienia zwarcia i warunkami po wystąpieniu zwarcia (w celu wygenerowania warunków delta);
- dynamiczny sekwenser stanów impedancji (zdolny do sekwencjonowania 4 stanów impedancji);
- zintegrowane lub odrębne regulowane źródło zasilania (0–250 V);
- zintegrowane lub odrębne możliwości pomiarowe AC i DC (0-440 V AC, 0-250 V DC);
- zintegrowany i/lub odrębny timer;
- zintegrowane i/lub odrębne łączniki testowe.

Ponadto potrzebne będą:

- przenośny komputer z zainstalowanym odpowiednim oprogramowaniem umożliwiającym współpracę z testowanymi urządzeniami (equipment under test – EUT). zazwyczaj to oprogramowanie jest własnością producenta produktu;
- odpowiednie elektryczne przewody probiercze;
- Elektroniczny lub bezszczotkowy tester izolacji o wyjściu napięcia stałego nieprzekraczającego 500 V;
- tester ciągłości;
- zweryfikowane pliki konfiguracyjne przeznaczone do danego zastosowania.

21.4.2 SPRZĘT NIEZBĘDNY DO URUCHOMIENIA

Jako absolutne minimum wymagana są następujące urządzenia:

- źródło prądu AC sprzężone ze źródłem napięcia AC,
- regulowane źródło zasilania DC (0 - 250 V),
- miernik uniwersalny do mierzenia prądu i napięcia AC i DC (0-440 V AC, 0-250 V DC),

- Czas
- łączniki testowe,
- Odpowiednie elektryczne przewody probiercze,
- Tester ciągłości

21.4.3 POMOCNICZE OPRZYRZĄDOWANIE TESTOWE

Pomocnicze oprzyrządowanie testowe może być konieczne w przypadku rozszerzonych procedur rozruchowych:

- cęgowy miernik prądu;
- wtyczka testowa wielobolcowa;
- Elektroniczny lub bezszczotkowy tester izolacji o wyjściu napięcia stałego nieprzekraczającego 500 V;
- konwerter EIA(RS)485 do EIA(RS)232 do testowania portu EIA(RS)485 Courier/MODBUS/IEC60870-5-103/DNP3;
- przenośna drukarka (do wydrukowania zapisu ustawień z przenośnego komputera osobistego) i/lub przenośna, odłączalna pamięć z możliwością zapisu.
- miernik kąta fazowego;
- miernik rotacji fazowej.

21.5 KONTROLE PRODUKTU

Te procedury kontroli produktu mają na celu upewnienie się, że urządzenie nie ma żadnych wad fizycznych przed jego rozruchem i działa poprawnie, a wszystkie wartości wejściowe mieszczą się w zakresie przyjętych tolerancji.

Jeżeli ustawienia właściwe dla danego zastosowania zostały wprowadzone do urządzenia IED przed jego rozruchem, zaleca się wykonanie kopii tych ustawień. Umożliwi to ich ewentualne późniejsze odtworzenie, jeżeli zajdzie taka potrzeba. Można to wykonać poprzez:

- uzyskiwanie pliku konfiguracyjnego od klienta,
- skopiowanie ustawień z urządzenia IED za pomocą przenośnego komputera przenośnego z odpowiednim oprogramowaniem konfiguracyjnym.

Jeżeli klient zmieni hasło zabezpieczające przed wprowadzaniem nieautoryzowanych zmian niektórych ustawień, należy przed rozpoczęciem testów podać aktualne hasło lub przywrócić hasło oryginalne.

Uwaga:

W przypadku zagubienia hasła hasło odzyskiwania można uzyskać od GE Vernova.

Uwaga:

Dostępność funkcji zabezpieczenia przekładników prądowych i napięciowych oraz zabezpieczenia, sterowania i monitorowania na potrzeby testowania i kontroli produktu będzie zależna od Cortec dla każdego modelu.

21.5.1 KONTROLE PRODUKTU PRZY URZĄDZENIU IED ODŁĄCZONYM OD ZASILANIA



Ostrzeżenie:

Następujące grupy testów należy przeprowadzać bez podawania zasilania pomocniczego na urządzenie IED oraz, w stosownych przypadkach, przy odizolowaniu obwodu wyzwalającego.

Połączenia przekładników prądowych i napięciowych muszą być odizolowane od IED na czas trwania testów. Jeżeli na wyposażeniu jest blok testowy, do odizolowania obwodów można zastosować wtyczkę probierczą. Przerywa ona wszystkie obwody okablowania poprowadzone przez blok testowy.

Przed włożeniem wtyczki probierczej należy sprawdzić schemat połączeń okablowania, aby upewnić się, że nie ma niebezpieczeństwa uszkodzenia lub zagrożenia dla bezpieczeństwa (na przykład blok testowy może współpracować z obwodami zabezpieczenia przekładnika prądowego). Przed włożeniem wtyczki probierczej do bloku testowego należy się upewnić, że gniazda wtyczki probierczej odpowiadające uzwojeniom wtórnym przekładnika prądowego są podłączone.



Ostrzeżenie:

Nie wolno otwierać obwodu wtórnego przekładnika prądowego, ponieważ generowane wysokie napięcie może stanowić zagrożenie dla życia pracowników i uszkodzić izolację.

Jeżeli nie dysponuje się blokiem testowym, należy odizolować zasilanie przekładnika napięciowego do urządzenia IED za pomocą łączki panelowych lub bloków łączeniowych. Liniowe przekładniki prądowe powinny zostać zwarte oraz odłączone od zacisków urządzenia IED. Jeżeli istnieje możliwość odizolowania napięcia pomocniczego oraz obwodu wyzwalającego (np. łączy izolujące, bezpieczniki oraz wyłączniki nadprądowe MCB), należy z niej

skorzystać. Jeżeli nie jest to możliwe, należy odłączyć przewody prowadzące do tych obwodów i odpowiednio zakończyć odsłonięte końce, aby nie stanowiły zagrożenia dla bezpieczeństwa.

21.5.1.1 KONTROLA WZROKOWA



Ostrzeżenie:

Należy sprawdzić informacje znamionowe umieszczone na urządzeniu. Należy sprawdzić, czy testowane urządzenie IED jest odpowiednie do linii zasilającej lub obwodu.

Należy dokładnie sprawdzić bloki terminali, aby upewnić się, czy nie nastąpiło fizyczne uszkodzenie od instalacji.

Upewnić się, czy wykorzystano złącza uziemienia obudowy (znajdujące się w lewym dolnym rogu z tyłu obudowy urządzenia IED) do podłączenia urządzenia IED do lokalnej szyny uziemiającej za pomocą odpowiedniego przewodu.

21.5.1.2 IZOLACJA

Badania rezystancji izolacji podczas przekazywania do eksploatacji należy wykonać tylko, jeżeli jest to wyraźnie wymagane.

Należy odizolować od ziemi wszystkie okablowania i sprawdzić izolację testerem elektronicznym lub bezszczotkowym przy napięciu stałym nie przekraczającym 500 V. Zaciski tych samych obwodów należy tymczasowo ze sobą połączyć.

Rezystancja izolacji powinna być większa niż 100 MΩ przy 500 V.

Po wykonaniu testów wytrzymałościowych izolacji, należy upewnić się, że całe okablowanie zewnętrzne jest prawidłowo ponownie podłączone do IED.

21.5.1.3 OKABLOWANIE ZEWNĘTRZNE



Ostrzeżenie:

Należy sprawdzić, czy zewnętrzne okablowanie jest zgodne z odpowiednim urządzeniem IED oraz schematami połączeń. Należy upewnić się, że kolejność faz/rotacja faz jest zgodna z założeniem.

Pomocnicze zasilanie napięciem DC wykorzystuje zaciski A1 (zasilanie dodatnie) i A2 (zasilanie ujemne).

21.5.1.4 ZESTYK ALARMOWY (BŁĄD KRYTYCZNY)

Korzystając z testera ciągłości obwodu, sprawdzić, czy zestaw alarmowy (błąd krytyczny) jest w następującym stanie:

Zaciski	Zestaw bez zasilania
D23 - D24	Zamknięty

21.5.1.5 ZASILANIE

Urządzenie IED akceptuje napięcie znamionowe DC od 24 V DC do 250 V DC lub napięcie znamionowe AC od 110 V AC do 240 V AC przy 50 Hz lub 60 Hz. Sprawdzić, czy zasilanie mieści się w zakresie roboczym. Zasilanie musi mieć moc znamionową 10 W lub więcej.

**Ostrzeżenie:**

Nie zasilać energią urządzenia lub układu sprzęgającego za pomocą ładowarki z odłączonym akumulatorem, gdyż może to nieodwracalnie uszkodzić obwód zasilania.

**Ostrzeżenie:**

Zasilać urządzenie IED tylko wtedy, gdy napięcie pomocnicze mieści się w określonych zakresie napięcia pracy. Jeżeli dysponuje się blokiem testowym, może być on konieczny do podłączenia zasilania pomocniczego urządzenia IED, z przodu od wtyczki testowej.

21.5.2 PXXX_CI_PRODUCTCHECKSENERGISED

**Ostrzeżenie:**

Połączenia przekładników prądowych i napięciowych muszą pozostawać odizolowane od urządzenia IED w czasie trwania testów. Obwód wyzwalający powinien pozostać odizolowany podczas wykonywania sprawdzeń, aby zapobiec przypadkowemu zadziałaniu podłączonego wyłącznika.

Przedstawione poniżej grupy testów mają na celu sprawdzenie prawidłowości działania układów oraz oprogramowania urządzenia IED. Testy te należy przeprowadzać przy zasilanym urządzeniu IED.

21.5.2.1 ZESTYK ALARMOWY (BŁĄD KRYTYCZNY)

Korzystając z testera ciągłości obwodu, sprawdzić, czy zestyk alarmowy (błąd krytyczny) jest w następującym stanie:

Zaciski	Zestyk zasilany
D23 - D24	Otwarty

21.5.2.2 DATA I CZAS

Data i godzina są przechowywane w pamięci nieulotnej. Jeśli wartości nie są jeszcze poprawne, należy ustawić je na poprawne wartości. Metoda ustawienia będzie zależała od tego, czy dokładność jest utrzymywana przez port IRIG-B czy przez wewnętrzny zegar IED.

W przypadku gdy port IRIG-B IED jest wykorzystywany dla synchronizacji zegara, urządzenie IED musi być najpierw połączone z zegarem satelitarnym, który powinien być zasilany i sprawny.

1. Ustawić wartość **IRIG-B** w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\DATE AND TIME** na *Enabled* (Wł.).
2. Upewnić się, że urządzenie IED otrzymuje sygnał IRIG-B, sprawdzając, czy stan ustawienia **Clock** (Zegar) w **DEVICE STATUS\CLOCK\RTC SYNC SOURCE** to **IRIG-B**.
3. Gdy sygnał IRIG-B jest aktywny, należy ustawić przesunięcie czasowe względem skoordynowanego czasu uniwersalnego (czas zegara satelitarnego) na zegarze satelitarnym, tak aby wyświetlany był czas lokalny.
4. Sprawdzić, czy godzina, data i miesiąc są poprawne, w ścieżce **SETPOINT\DEVICE\DATE AND TIME \CLOCK**. Sygnał IRIG-B nie zawiera bieżącego roku, więc należy ustawić go ręcznie.
5. Należy ponownie podłączyć sygnał IRIG-B.

Jeżeli data i godzina nie są utrzymywane przez sygnał IRIG-B, należy się upewnić, że ustawienie **IRIG-B** w elemencie **DATE AND TIME** ma wartość *Disabled* (Wył.). Należy ustawić poprawną godzinę i datę lokalną,

używając elementu **SETPOINT\DEVICE\DATE AND TIME\CLOCK**, **SETPOINTS\DEVICE\DATE AND TIME\PTP**, **SETPOINTS\DEVICE\DATE AND TIME\SNTP** lub protokołów komunikacyjnych.

21.5.2.3 TEST LEDS

W przypadku gdy którakolwiek z tych diod jest włączona, należy je zresetować, zanim przystąpi się do dalszych testów. Jeżeli diody zostały skutecznie zresetowane, świadczy to o ich sprawności, więc dalsze testy nie są potrzebne.

Więcej szczegółowych informacji dotyczących testowania diod LED zawiera punkt **Menu próby odbiorczej** w tym rozdziale.

Przywrócić urządzenie IED do pracy, ustawiając **Simulation State** (Stan symulacji) na *Disabled* (Wył.) w menu **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP**.

21.5.2.4 TESTOWANIE WEJŚĆ OPTYCZNYCH

Test ten jest przeprowadzany w celu sprawdzenia, czy wszystkie wejścia optyczne urządzenia IED działają poprawnie.

Wejścia optyczne należy zasilać pojedynczo. Numery zacisków można sprawdzić w załączniku Schematy połączeń elektrycznych. Po upewnieniu się, że biegunowość jest poprawna, należy podłączyć napięcie do odpowiednich zacisków testowanego wejścia.

Stan każdego wejścia optycznego można wyświetlić, korzystając z elementu **DEVICE STATUS\OPTO INPUTS**.

On (Wł.) wskazuje wejście optyczne pod zasilaniem, a *Off* (Wył.) – wejście optyczne bez zasilania.

Wejścia optyczne można symulować, gdy urządzenie jest w trybie testowym [należy ustawić stan symulacji w ścieżce **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** na dowolną wartość inną niż *Disabled* (Wył.)]. Aktualny stan każdego wejścia optycznego można zmieniać z *Off* (Wył.) na *On* (Wł.) i na odwrót. Należy wziąć pod uwagę, że to symuluje wejście optyczne, więc każda logika z tym związana powinna zostać sprawdzona.

Jeżeli wejścia optyczne były testowane przy użyciu trybu testowego IED, należy zapewnić powrót IED do pracy, ustawiając **Simulation State** (Stan symulacji) na *Disabled* (Wył.) w menu **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP**.

Pozostałe ustawienia trybu testowego również powinny być ustawione na wartości domyślne.

21.5.2.5 TESTOWANIE WYJŚĆ PRZekaźNIKA

W tym teście sprawdza się, czy wszystkie przekaźniki wyjściowe pracują poprawnie.

1. Należy się upewnić, że urządzenie IED jest w trybie testowym, sprawdzając, czy ustawienie **Simulation State** (Stan symulacji) w **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** ma jakąkolwiek wartość inną niż *Disabled* (Wył.) oraz że ustawienie **Force Relays** (Wymuszenie przekaźników) w **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** ma wartość *Enabled* (Wł.).
2. Zestyki wyjściowe przekaźnika powinny być zasilane pojedynczo. Aby wybrać przekaźnik wyjściowy do testów, należy odpowiednio skonfigurować ustawienie wyjścia przekaźnika w **SETPOINT\TESTING\RELAY OUTPUT**.
3. Podłączyć tester ciągłości do zacisków odpowiadających zestykowi wyjścia przekaźnika poddawanemu testowi, jak przedstawiono na schemacie zewnętrznego schematu połączeń elektrycznych.
4. Aby dokonać zmiany zestyku wyjścia przekaźnika, należy zmienić stan wyjścia przekaźnika w **SETPOINT\TESTING\RELAY OUTPUTS**.
5. Sprawdzić działanie za pomocą testera ciągłości.
6. Zmierzyć rezystancję zestyków w stanie zamkniętym.

7. Zresetować zestyk wyjścia przełącznika, zmieniając stan wyjścia przełącznika.
8. Powtórzyć test dla wszystkich zestyków wyjścia przełącznika.
9. Przywrócić urządzenie IED do pracy, ustawiając **Simulation State** (Stan symulacji) na *Disabled* (Wył.) w menu **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP**. Pozostałe ustawienia trybu testowego również powinny być ustawione na wartości domyślne.

Uwaga:

Należy uwzględnić, że wszystkie zestyki wyjścia przełącznika są normalnie otwarte, ale zestyk awaryjny (watchdog) (wyjście przełącznika 8 lub 6 w zależności od zamówionych opcji wejść/wyjść binarnych) jest normalnie zamknięty.

21.5.2.6 TESTOWANIE SZEREGOWEGO PORTU KOMUNIKACYJNEGO COM1

Test ten wykonuje się tylko w przypadku, gdy dostęp do urządzenia IED jest zdalny, poprzez stałe połączenie szeregowe do portu komunikacyjnego. Zakres tego testu nie obejmuje sprawdzenia działania za pomocą podłączonego urządzenia poza jakimkolwiek dostarczonym konwerterem protokołu. Służy on do sprawdzenia działania tylnego portu komunikacyjnego (i ewentualnie konwertera protokołu) i różni się w zależności od zainstalowanego protokołu.

21.5.2.6.1 SPRAWDZENIE ŁĄCZNOŚCI FIZYCZNEJ

Tylny port komunikacyjny COM1 znajduje się z tyłu urządzenia IED. Do tego portu podłącza się ekranowaną skrętkę parową.

EIA(RS)485 jest wrażliwy na polaryzację, więc należy się upewnić, że przewody są podłączone we właściwy sposób.

Podobnie, jeżeli używany jest interfejs RS485, konieczne będzie zainstalowanie konwertera RS485-RS232. W przypadku gdy używany jest konwerter protokołu, do strony wejściowej konwertera protokołu można podłączyć komputer z uruchomionym odpowiednim oprogramowaniem. Większość dzisiejszych laptopów ma port USB, więc istnieje prawdopodobieństwo, że wymagana będzie także konwersja RS232 na USB.

21.5.2.6.2 SPRAWDZENIE ŁĄCZNOŚCI LOGICZNEJ

Połączenia logiczne zależą od wybranego protokołu danych, ale zasada testowania pozostaje taka sama dla wszystkich rodzajów protokołów i jest następująca:

1. Należy się upewnić, że prędkość transmisji danych wyrażona w bodach oraz parzystość są w programie ustawione na te same wartości, jak te w konwerterze protokołu.
2. Należy sprawdzić, czy za pomocą przenośnego komputera / stacji nadrzędnej można nawiązać komunikację z tym IED.

21.5.2.7 TESTOWANIE SZEREGOWEGO PORTU KOMUNIKACYJNEGO COM2

W przypadku produktów wykorzystujących komunikację Ethernet zalecamy ograniczenie testów do kontroli wizualnej polegającej na sprawdzeniu, czy zainstalowano właściwe porty i czy nie ma oznak uszkodzeń fizycznych.

21.5.2.8 TESTOWANIE KOMUNIKACJI ETHERNET

COM2 to opcja zależna od Cortec. Jeżeli dotyczy, ten test jest taki sam, jak w przypadku COM1. Należy jedynie uwzględnić, że połączenia zaciskowe są inne. Szczegółowe informacje dotyczące połączeń zaciskowych zawiera Załącznik C, a opis Opcji zamawiania Cortec zawiera załącznik A.

21.5.2.9 TEST WEJŚĆ PRĄDOWYCH

Test ten pozwala zweryfikować, czy wejścia pomiaru prądu zostały poprawnie skonfigurowane.

Wszystkie urządzenia są ustawione fabrycznie na pracę przy częstotliwości wynoszącej 50 Hz. Jeżeli wymagana jest praca przy częstotliwości 60 Hz, to należy to ustawić w opcji **Nom. Frequency** (Częstotliwość znamionowa) w **SETPOINTS\SYSTEM\POWER SYSTEM**.

1. Przyłożyć prąd równy wartości znamionowej uzwojenia wtórnego przekładnika prądowego linii do każdego wejścia przekładnika prądowego po kolei. Upewnić się, że ustawienia CT RATIO (Przekładnia prądowa) (uzwojenie pierwotne i wtórne dla wszystkich wejść prądowych) w **SETPOINTS\SYSTEM** są poprawne.
2. Sprawdzić wartość, wykorzystując odczyt z miernika uniwersalnego lub zestawu testowego. Odczyt można następnie sprawdzić w menu **MEASUREMENTS\CT1 BANK-B**.

Konieczne jest jednak uwzględnienie dodatkowej tolerancji w zależności od stosowanego sprzętu testującego.

Menu <i>Measurements\CT1 Bank-B</i>	Odpowiednia przekładnia prądowa (w menu przekładnia prądowa i przekładnia napięciowa)
CT1 IA CT1 IB CT1 IC	Fazowy przekładnik prądowy pierwotny / Fazowy przekładnik prądowy wtórny
CT1 IN2 (prąd obliczony)	Zabezpieczenie ziemnozwarciowe prądowe pierwotne / Zabezpieczenie ziemnozwarciowe przekładnik prądowy wtórne
CT1 IN1 (zabezpieczenie ziemnozwarciowe, prąd zmierzony)	Zabezpieczenie ziemnozwarciowe prądowe pierwotne / Zabezpieczenie ziemnozwarciowe przekładnik prądowy wtórne
CT1 SEF (czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe, prąd zmierzony)	Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe przekładnik prądowy pierwotny / Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe przekładnik prądowy wtórny

Uwaga:

Wartości prądu ziemnozwarciowego lub czułego prądu ziemnozwarciowego są wyświetlane dla każdego urządzenia, w zależności od wyboru Cortec.

21.5.2.10 TESTOWANIE WEJŚĆ NAPIĘCIOWYCH

Test ten pozwala zweryfikować, czy wejścia pomiaru napięcia zostały poprawnie skonfigurowane.

1. Przyłożyć napięcie znamionowe do każdego wejścia przekładnika napięciowego po kolei. Upewnić się, że ustawienia przekładnia napięciowa (uzwojenie pierwotne i wtórne dla wszystkich wejść prądowych) w **SETPOINTS\SYSTEM** są ustawione poprawnie.
2. Sprawdzić wartość, wykorzystując odczyt z miernika uniwersalnego lub zestawu testowego. Właściwy odczyt można następnie sprawdzić w menu **MEASUREMENTS\PH VT1 BANK-A** oraz **MEASUREMENT\4th VT1 BANK-A**.

Menu <i>Measurements\PH VT1 Bank-A i Measurements\4th VT1 Bank-A</i>	Właściwa przekładnia napięciowa (w menu <i>Przekładnia prądowa i przekładnia napięciowa</i>)
VT1 VAN VT1 VBN VT1 VCN	PU str.pierwotna / PUn str.wtorna
4. VT1 Mag	4. przekładnik napięciowy pierwotny / 4. przekładnik napięciowy wtórny

21.6 KONTROLE USTAWIEŃ

Kontrole ustawień pozwalają się upewnić, że wszystkie specyficzne dla danych zastosowań ustawienia (zarówno funkcje urządzenia, jak i ustawienia programowalnego schematu logicznego) zostały poprawnie wprowadzone.

Uwaga:

Jeżeli dotyczy, obwód wyzwalający powinien pozostać odizolowany podczas tych kontroli, aby zapobiec przypadkowemu działaniu powiązanego wyłącznika.

21.6.1 WPROWADZANIE USTAWIEŃ SPECYFICZNYCH DLA DANEGO ZASTOSOWANIA

Wprowadzanie ustawień do urządzenia IED można przeprowadzić na dwa różne sposoby.

- Przesłanie ustawień do urządzenia IED ze wcześniej przygotowanego pliku konfiguracyjnego przy użyciu oprogramowania EnerVista Configuration.
- Ręczne wprowadzenie ustawień za pomocą przedniego panelu HMI urządzenia IED.

21.6.1.1 PRZESYŁANIE USTAWIEŃ Z PLIKU KONFIGURACYJNEGO

Jest to preferowana metoda przesyłania ustawień funkcji. Jest ona znacznie szybsza oraz obciążona mniejszym marginesem błędów.

1. Podłączyć komputer z uruchomionym oprogramowaniem konfiguracyjnym EnerVista Configuration do przedniego portu USB urządzeń IED lub tylnego portu Ethernet.
2. Włączyć zasilanie urządzenia IED.
3. Utworzyć lub otworzyć istniejący projekt w tym plik CID dla IED i kliknąć nazwę urządzenia w projekcie, a następnie w górnym przyborniku wybrać **Send CID** (Wyślij CID).
4. Wprowadzić adres IP powiązany z wybranym interfejsem, USB lub Ethernet.
5. W oknie dialogowym **User Authentication** (Uwierzytelnienie użytkownika) wybrać nazwę użytkownika i hasło oraz kliknąć **Continue** (Dalej), a następnie **Finish** (Zakończ).

Uwaga:

Plik CID urządzenia może jeszcze nie występować w **projekcie**. W takim przypadku należy wybrać **Quick Download** (Szybkie pobieranie) z górnego paska narzędzi, wprowadzając odpowiedni adres IP wybranego interfejsu (USB lub Ethernet) a następnie ręcznie dodać plik ustawień do nazwy urządzenia w projekcie. Szczegóły opisano w rozdziale EnerVista Configuration.

21.6.1.2 WPROWADZANIE USTAWIEŃ Z INTERFEJSU HMI

1. Zaczynając od domyślnego wyświetlacza, nacisnąć klawisz kursora Down (W dół), aby nawigować po menu HMI.
2. Użyć klawiszy strzałek pionowych, aby wybrać wymaganą wartość zadaną w menu SETPOINTS (Wartości zadane).
3. Nacisnąć **OK**, aby przejść do następnego menu i wyświetlić dane ustawienia w wybranym menu.
4. Aby powrócić do poprzedniego nagłówka menu, nacisnąć jednokrotnie klawisz **Cancel** (Anuluj).
5. Aby wrócić do ekranu domyślnego, naciskać klawisz Cancel (Anuluj) wielokrotnie z każdego menu aż do powrotu na wyświetlacz domyślny.
6. Aby zmienić wartość ustawienia, należy podświetlić odpowiednią komórkę w menu, a następnie nacisnąć klawisz **Enter**, aby zmienić wartość ustawienia. Stały kursor na wyświetlaczu LCD wskazuje możliwość edycji danej wartości. Może być jednak wymagane podanie hasła.
7. Aby zmienić wartość danej opcji konfiguracyjnej, należy naciskać klawisze strzałek pionowych.

8. Nacisnąć klawisz **Enter**, aby potwierdzić nową wartość ustawienia.
9. Przed zastosowaniem zmiany muszą zostać zatwierdzone. Po wprowadzeniu wszystkich wymaganych zmian nacisnąć przycisk Clear (Wyczyść). Zanim ekran powróci do układu domyślnego, pojawi się następujący komunikat:

CONFIRM CHANGES?
(Potwierdzić zmiany?)
NO (Nie) YES (Tak)

10. Nacisnąć **YES** (Tak), w prawo i w górę, aby zaakceptować nowe ustawienia, lub **NO** (Nie), w lewo i w górę, aby odrzucić nowe ustawienia.

Uwaga:

Nie ma możliwości, aby zmienić konfigurację edytora równań Flexlogic lub protokołu IEC 61850 z panelu interfejsu HMI urządzeń IED.



Ostrzeżenie:

W przypadku gdy instalacja wymaga specyficznego dla aplikacji edytora równań Flexlogic, odpowiednia logika musi zostać przeniesiona do IED. Należy przy tym uwzględnić, że logika powinna mieć zastosowanie do każdej grupy ustawień, która będzie używana.

21.7 SPRAWDZANIE TAKTOWANIA ZABEZPIECZENIA

Nie ma potrzeby sprawdzania każdej funkcji zabezpieczenia. Konieczna jest kontrola wyłącznie jednej funkcji zabezpieczenia, której celem jest zweryfikowanie, czy taktowanie procesora jest prawidłowe.

21.7.1 KONTROLA ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO

Gdy wykorzystywana jest funkcja zabezpieczenia nadprądowego, należy skontrolować zabezpieczenie nadprądowe dla stopnia 1.

1. Sprawdzić ewentualne warunki zależności i odpowiednio symulować.
2. W menu *SETPPOINTS* (Wartości zadane) wyłączyć wszystkie elementy zabezpieczające poza tym, który jest testowany.
3. Należy zanotować, które elementy należy włączyć ponownie po testowaniu.
4. Podłączyć obwód testowy.
5. Przeprowadzić test.
6. Sprawdzić czas działania.

21.7.2 PODŁĄCZANIE OBWODU TESTOWEGO

1. Użyć edytora równań Flexlogic oraz wartości zadanych urządzenia, aby określić, który przekaźnik wyjściowy będzie pracować, gdy dojdzie do wyzwolenia zabezpieczenia nadprądowego.
2. Do wyzwolenia wstępnie skonfigurowane jest wyjście przekaźnika 1.
3. Użyć wartości zadanych edytora równań Flexlogic i urządzenia do zmapowania etapu zabezpieczenia podczas testu bezpośrednio do wyjścia przekaźnika innego niż **RELAY 1-TRIP**, w przypadku gdy do celów testowania potrzebne będzie wyjście inne niż 1.
4. Podłączyć przekaźnik wyjściowy tak, aby jego zadziałanie wyzwoliło zestaw testowy i zatrzymało timer.
5. Podłączyć wyjście prądowe zestawu testowego do wejścia przekładnika prądowego fazy A.
6. Należy się upewnić, że w momencie przyłożenia prądu uruchamiany jest timer.

21.7.3 PRZEPROWADZANIE TESTU

1. Upewnić się, że timer jest wyzerowany.
2. Doprowadzić prąd o natężeniu dwukrotnie wyższym niż ustawienie **Nastawa I>1** w odpowiadającym ustawieniu *CURRENT PROT*.
3. W momencie gdy timer zostanie zatrzymany, należy zanotować wyświetlony czas.
4. Skontrolować, czy zapaliła się czerwona dioda sygnalizująca wyzwolenie zabezpieczenia.

21.7.4 SPRAWDZIĆ CZAS DZIAŁANIA.

Sprawdzić, czy czas działania zarejestrowany przez timer mieści się w zakresie podanym w specyfikacji technicznej dla każdej funkcji.

W przypadku wszystkich charakterystyk konieczne jest uwzględnienie dodatkowej tolerancji w zależności od stosowanego sprzętu testującego.



Ostrzeżenie:

Po zakończeniu testów należy przywrócić wszystkie ustawienia do specyfikacji klienta.

21.8 KONTROLE POD OBCIĄŻENIEM

**Ostrzeżenie:**

Kontrole pod obciążeniem są potencjalnie bardzo niebezpieczne i mogą je przeprowadzać wyłącznie wykwalifikowane i upoważnione osoby.

Kontrole pod obciążeniem można przeprowadzić tylko wtedy, gdy nie ma ograniczeń uniemożliwiających zasilenie instalacji, a pozostałe urządzenia w grupie zostały już uruchomione.

Należy usunąć wszystkie przewody testowe oraz tymczasowe zworki, a następnie ponownie podłączyć każdy zewnętrzny przewód, który został usunięty na potrzeby przeprowadzenia testu.

**Ostrzeżenie:**

Jeżeli jakiegokolwiek zewnętrzne okablowanie zostało odłączone w celu przeprowadzenia procesu uruchamiania, należy je podłączyć ponownie zgodnie z odpowiednim schematem lub diagramem połączeń zewnętrznych.

**Ostrzeżenie:**

Upewnić się, że urządzenie IED działa i że tryb testowy został wyłączony.

21.8.1 POTWIERDZANIE POŁĄCZEŃ PRĄDOWYCH

1. Zmierzyć wartości uzwojenia wtórnego przekładnika prądowego dla każdego wejścia za pomocą multimetru połączanego szeregowo z odpowiednim wejściem prądowym lub za pomocą miernika cęgowego.
2. Sprawdzić, czy biegunowość przekładnika prądowego jest poprawna, mierząc kąt fazowy między prądem a napięciem, w stosunku do miernika fazowego już zainstalowanego na miejscu i o którym wiadomo, że działa poprawnie, lub określając kierunek przepływu mocy poprzez kontakt z centralną dyspozytornią sieci.
3. Upewnić się, że prąd płynący w obwodzie neutralnym przekładników prądowych jest odpowiednio mały i można go pominąć.
4. Porównać wartości wtórnych prądów fazowych i kąta fazowego z wartościami zmierzonymi. Wartości pomiaru prądu IED można znaleźć w menu **MEASUREMENTS\CT1 BANK-B**.

21.8.2 POTWIERDZANIE POPRAWNOŚCI WYKONANIA POŁĄCZEŃ NAPIĘCIOWYCH

1. Korzystając z miernika uniwersalnego, należy zmierzyć napięcia uzwojenia wtórnego przekładnika napięciowego, aby upewnić się, że ich wartości znamionowe są poprawne.
2. Sprawdzić, czy rotacja faz w instalacji jest poprawna, korzystając z miernika rotacji faz.
3. Porównać wartości napięcia fazowego uzwojenia wtórnego z wartościami zmierzonymi. Pomiary napięcia IED można znaleźć w menu **MEASUREMENTS\PH VT1 BANK-A** oraz **MEASUREMENTS\4th VT1 BANK-A**.

Menu Measurements\PH VT1 Bank-A oraz Measurement\4th VT1 Bank-A	Odpowiednia przekładnia napięciowa i prądowa w kolumnie przekładnik prądowy i przekładnik napięciowy
VT1 VAN VT1 VBN VT1 VCN VT1 VAB VT1 VBC VT1 VCA	PU str.pierwotna / PUn str.wtorna
4. VT1 Mag	4. przekładnik napięciowy pierwotny / 4. przekładnik napięciowy wtórny

21.8.3 KONTROLA KIERUNKOWOŚCI POD OBCIĄŻENIEM

Ten test pozwala sprawdzić, czy funkcje zabezpieczenia kierunkowego nadprądowego oraz lokalizatora zwarcia reagują w poprawny sposób na zwarcia lub obciążenie w kierunku do przodu / w tył. Dostępność funkcji kierunkowego przetężenia i lokalizacji zwarcia będzie zależna od Cortec i modelu. Aby przeprowadzić powyższy test, należy znać rzeczywisty kierunek przepływu mocy w sieci. Jeżeli nie ma pewności co do kierunku, należy go określić za pomocą sąsiedniego oprzyrządowania lub zabezpieczenia znajdującego się już w eksploatacji.

- W przypadku prądu obciążenia przepływającego w kierunku do przodu (moc wysyłana w stronę dalszego końca linii) wartość **A Phase Watts** w menu **MEASUREMENTS\POWER 1** powinna wskazywać moc dodatnią.
- W przypadku prądu obciążenia przepływającego w kierunku wstecznym (moc pobierana z wyniesionego końca linii) wartość **Moc czynna A** w menu **MEASUREMENTS\POWER 1** powinna wskazywać moc ujemną.

W razie jakichkolwiek wątpliwości należy sprawdzić kąt fazowy prądów fazowych w odniesieniu do ich napięcia fazowego.

21.9 TESTY KOŃCOWE

1. Usunąć wszystkie przewody probiercze oraz tymczasowe przewody zwierające.
2. Jeżeli istniała konieczność odłączenia jakiegokolwiek zewnętrznego okablowania w celu przeprowadzenia testów weryfikacyjnych okablowania, należy ponownie zainstalować wszystkie przewody, bezpieczniki oraz zworki zgodnie z odpowiednim schematem lub diagramem połączeń zewnętrznych.
3. Zastosowane ustawienia powinny być dokładnie porównane z wymaganymi ustawieniami specyficznymi dla danego zastosowania w celu upewnienia się, że są one poprawne oraz nie zostały omyłkowo zmienione w trakcie testów.
4. Należy się upewnić, że w menu **SETPPOINTS** (Wartości zadane) wszystkie elementy zabezpieczające zostały ustawione na **ENABLED** (Wł.).
5. Upewnić się, że urządzenie IED zostało przywrócone do pracy, sprawdzając, czy ustawienie **Simulation State** (Stan symulacji) w menu **SETPPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** ma wartość **Disabled** (Wył.).
6. Jeżeli inteligentne urządzenie elektroniczne znajduje się w nowej instalacji lub na wyłączniku przeprowadzano prace konserwacyjne, licznik konserwacji wyłącznika oraz licznik prądu powinny zostać wyzerowane. Liczniki można zresetować, używając polecenia **All Records** (Wszystkie rekordy) w menu **SETPPOINTS\DEVICE\CLEAR RECORDS**. Jeżeli wymagany poziom uprawnień nie jest aktywny, urządzenie wyświetli prośbę o wprowadzenie hasła, aby umożliwić zmianę ustawień.
7. Jeżeli do celów testu zmieniono język menu, należy go przywrócić do ustawień preferowanych przez klienta.
8. Jeżeli zainstalowano blok testowy, należy wyjąć wtyk testowy oraz założyć osłonę tak, aby zabezpieczenie mogło zostać oddane do eksploatacji.
9. Należy się upewnić, że wszystkie zapisy zdarzeń, zapisy zwarć, zapisy zakłóceń, alarmy oraz diody sygnalizacyjne i statystyki dotyczące komunikacji zostały zresetowane.

Uwaga:

Należy pamiętać, aby po zakończeniu rozruchu przywrócić język menu preferowany przez klienta.

ROZDZIAŁ 22

KONSERWACJA I ROZWIĄZYWANIE PROBLEMÓW

22.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

Rozdział Konserwacja i usuwanie zakłóceń zawiera informacje, jak przeprowadzać konserwację i usuwać zakłócenia w produktach Multilin Agile. Należy zawsze stosować się do zamieszczonych w tym rozdziale informacji oznaczonych znakami ostrzegawczymi. Niezastosowanie się do powyższego wymagania może skutkować obrażeniami ciała lub uszkodzeniem sprzętu.

**Ostrzeżenie:**

Przed podjęciem jakichkolwiek prac związanych z obsługą urządzenia użytkownik powinien zapoznać się z treścią rozdziału dotyczącego bezpieczeństwa lub z instrukcją bezpieczeństwa SFTY/4LM oraz z danymi znamionowymi znajdującymi się na tabliczce znamionowej urządzenia.

Część rozdziału dotycząca rozwiązywania problemów zawiera informacje pozwalające zidentyfikować zaistniały błąd urządzenia IED, dzięki czemu można podjąć odpowiednie działanie korygujące.

Jeżeli w urządzeniu wystąpiła usterka, zazwyczaj można określić, który moduł wymaga wymiany. Nie jest możliwe przeprowadzenie naprawy wadliwego modułu na miejscu u klienta.

Jeżeli zajdzie potrzeba zwrotu wadliwego zespołu lub modułu do producenta bądź jednego z zatwierdzonych centrów serwisowych, należy dołączyć wypełnioną kopię formularza zgłoszenia serwisowego (RMA).

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	544
Konserwacja	545
Rozwiązywanie problemów	548

22.2 KONSERWACJA

22.2.1 KONTROLE KONSERWACYJNE

Ze względu na newralgiczny charakter zastosowania urządzeń firmy GE Vernova należy je w regularnych przedziałach czasu kontrolować pod kątem poprawnego działania. Produkty firmy GE Vernova są zaprojektowane na okres eksploatacji przekraczający 20 lat, gdy środowisko i warunki elektryczne są zgodne z określonymi specyfikacjami.

Urządzenia wyposażono w funkcję autonadzoru, dzięki czemu ich konserwacja jest mniej wymagająca niż konserwacja wcześniejszych konstrukcji. Większość zaistniałych problemów sygnalizowana będzie alarmem wskazującym, że należy podjąć odpowiednie działania zapobiegawcze. Należy jednak okresowo przeprowadzać pewne testy weryfikujące poprawną pracę urządzeń oraz potwierdzające integralność okablowania zewnętrznego. Obowiązkiem klienta jest określenie przedziału czasu pomiędzy konserwacjami. Jeżeli w przedsiębiorstwie użytkownika funkcjonuje program konserwacji zapobiegawczej, zalecane kontrole produktu powinny zostać nim objęte. Okresy konserwacji zależne są od wielu czynników, takich jak:

- warunki eksploatacyjne,
- dostępność miejsca instalacji,
- liczba dostępnych pracowników,
- znaczenie instalacji w systemie elektroenergetycznym,
- konsekwencje awarii.

Choć w pewnym zakresie poprawność działania poszczególnych funkcji może być zweryfikowana zdalnie, kontrole te ograniczają się głównie do sprawdzenia, czy urządzenie dokonuje poprawnych pomiarów prądów i napięć, oraz do sprawdzenia liczników konserwacji wyłącznika. Z tego powodu kontrole w ramach konserwacji powinny być przeprowadzane również lokalnie, w miejscu instalacji.



Ostrzeżenie:

Przed podjęciem jakichkolwiek prac związanych z obsługą urządzenia użytkownik powinien zapoznać się z treścią rozdziału dotyczącego bezpieczeństwa lub z instrukcją bezpieczeństwa SFTY/4LM oraz z danymi znamionowymi znajdującymi się na tabliczce znamionowej urządzenia.

22.2.1.1 CELE I ALARMY

Komunikaty docelowe są automatycznie wyświetlane dla każdego aktywnego stanu urządzenia IED, takiego jak pobudzenia, wyzwolenia, alarmy albo drobne lub poważne błędy. Urządzenie IED wyświetla najpierw najnowsze zdarzenie, a aktywne komunikaty docelowe będą wyświetlane, dopóki warunki nie ustąpią.

Komunikaty o celu i alarmie można przeglądać, uzyskując dostęp do menu celów za pomocą w klawisza strzałki w górę i w dół na wyświetlaczu lub używając klawisza Read, jeśli dioda LED alarmu jest włączona.

W przypadku alarmów niezablokowanych dioda LED miga do czasu ustąpienia warunków alarmu, a następnie się WYŁĄCZA.

W przypadku alarmów zablokowanych dioda LED miga do czasu ustąpienia warunków alarmu, a następnie WŁĄCZA się na stałe.

Po usunięciu alarmu diody zostaną wyłączone.

22.2.1.2 WEJŚCIA OPTYCZNE

Sprawdzić wejścia optyczne, powtarzając próbę odbiorczą opisaną szczegółowo w rozdziale Rozruch.

22.2.1.3 ZESTYKI WYJŚCIOWE PRZekaźNIKA

Sprawdzić zestyki wyjściowe przekaźnika, powtarzając próbę odbiorczą opisaną szczegółowo w rozdziale Rozruch.

22.2.1.4 DOKŁADNOŚĆ POMIAROWA

Jeśli sieć elektroenergetyczna znajduje się pod napięciem, wartości mierzone mogą być porównane ze znanymi wartościami/parametrami sieci, w celu weryfikacji, czy znajdują się one w przewidywanym zakresie. Jeżeli znajdują się w zadanym zakresie, oznacza to, że przekształcanie A/C oraz obliczenia są przeprowadzane prawidłowo. Odpowiednie metody testowe można znaleźć w rozdziale Uruchomienie.

Alternatywnie, można porównać wartości zmierzone ze znanymi wartościami podanymi na urządzenie za pomocą bloku testowego, jeżeli jest na wyposażeniu, lub wartościami podanymi bezpośrednio na zaciski urządzenia. Odpowiednie metody testowe można znaleźć w rozdziale Uruchomienie. Testy te mają na celu udowodnienie zachowania dokładności kalibracji.

22.2.1.5 USZKODZENIA ZEWNĘTRZNE

Przeprowadzić kontrolę wzrokową pod kątem ewentualnych uszkodzeń, oznak korozji, pyłu lub luźnych przewodów.

22.2.1.6 REKORDY

Sprawdzenie plików pobranych z Rejestratora zdarzeń z późniejszą analizą zdarzeń.

22.2.1.7 KONSERWACJA W PRZYPADKU WYŁĄCZENIA Z UŻYTKU

1. Sprawdzenie połączeń przewodów pod kątem sztywności.
2. Wartości analogowe (prądy/napięcia), test iniekcji i weryfikacja dokładności pomiaru. Wymagany jest skalibrowany sprzęt testujący.
3. Weryfikacja ustawień elementów zabezpieczających (iniekcja wartości analogowych lub wizualna weryfikacja wpisów plików ustawień względem harmonogramu ustawień IED).
4. Weryfikacja wejść optycznych oraz zestyków wyjściowych przekaźnika. Ten test można przeprowadzić przez bezpośrednią zmianę wymuszenia stanu lub w ramach testowania funkcji systemowych.
5. Kontrola wzrokowa pod kątem ewentualnych uszkodzeń, korozji lub pyłu.
6. Pobranie pliku rejestratora zdarzeń z późniejszą analizą zdarzeń.

Uwaga:

Aby uniknąć degradacji kondensatorów elektrolitycznych, podłączyć przechowywane urządzenia do zasilania raz do roku na jedną godzinę.

22.2.1.8 KONSERWACJA NIEPLANOWANA (PRZERWA W SYSTEMIE)

Przeglądać rejestrator zdarzeń i oscylogramy pod kątem poprawnego działania wejść optycznych, styków i elementów wyjść przekaźnikowych.

22.2.2 WYMIANA JEDNOSTKI

Jeżeli w eksploatowanym produkcie wystąpi usterka, w zależności od jej rodzaju następuje zmiana położenia zestyków alarmowych oraz wywołany zostaje alarm. W przypadku zwarcia należy normalnie wymienić podstawkę, która łatwo wysuwa się z obudowy. Można to zrobić bez zakłócania schematu połączeń elektrycznych.

W mało prawdopodobnym przypadku, gdy problem dotyczy przewodów i/lub zacisków, należy wymienić całe urządzenie, ponownie podłączyć przewody i ponownie uruchomić urządzenie.

**Ostrzeżenie:**

Jeżeli naprawa nie zostanie przeprowadzona przez zatwierdzone centrum serwisowe, gwarancja zostanie unieważniona.

**Ostrzeżenie:**

Przed podjęciem jakichkolwiek prac związanych z obsługą urządzenia użytkownik powinien zapoznać się z treścią rozdziału dotyczącego bezpieczeństwa lub z instrukcją bezpieczeństwa SFTY/4LM oraz z danymi znamionowymi znajdującymi się na tabliczce znamionowej urządzenia. Pozwoli to na uniknięcie uszkodzeń spowodowanych nieodpowiednią obsługą komponentów elektronicznych.

**Ostrzeżenie:**

Przed podjęciem pracy przy tylnej części urządzenia należy odciąć napięcie oraz dopływ prądu.

Aby wymienić podstawkę bez ingerencji w obudowę i okablowanie:

1. Usunąć płytę czołową.
2. Ostrożnie wysunąć podstawkę od przodu.

Aby zainstalować jednostkę ponownie, należy postępować zgodnie z powyższymi instrukcjami, ale w odwrotnej kolejności, upewniając się, że umieszczono każde złącze na odpowiedniej pozycji i odtworzono wszystkie połączenia. Zespoły listew zaciskowych oznaczono alfabetycznie naklejkami zaczynającymi się od litery „A” po lewej stronie, patrząc od tyłu.

Po ponownym zainstalowaniu urządzenia należy je poddać ponownemu rozruchowi zgodnie z opisem w rozdziale Rozruch.

22.2.3 CZYSZCZENIE

**Ostrzeżenie:**

Przed rozpoczęciem czyszczenia urządzenia upewnić się, że wszystkie źródła zasilania AC oraz DC są odłączone, a złącza przekładników są odizolowane, co pozwoli na uniknięcie niebezpieczeństwa porażenia prądem elektrycznym podczas czyszczenia.

Czyścić urządzenie wyłącznie przy użyciu ściereczki nie pozostawiającej włókien, zamoczonej w czystej wodzie. Nie używać detergentów, rozpuszczalników lub ściernych środków czyszczących, gdyż mogą one zniszczyć powierzchnię produktu i pozostawić warstwę przewodzącą.

22.3 ROZWIĄZYWANIE PROBLEMÓW

22.3.1 OPROGRAMOWANIE AUTODIAGNOSTYKI

Urządzenie ma kilka funkcji autodiagnostyki pozwalających sprawdzić działanie sprzętu oraz oprogramowania podczas eksploatacji. W razie problemu sprzętowego lub związanego z oprogramowaniem autodiagnostyka powinna to wykryć i zgłosić problem.

Samokontrola jest realizowana w dwóch etapach: w pierwszej kolejności wraz z uruchomieniem przeprowadzany jest dokładny test diagnostyczny, a następnie przeprowadzany jest ciągły proces autokontroli, który podczas pracy urządzenia kontroluje działanie kluczowych funkcji.

22.3.2 BŁĘDY WYSTĘPUJĄCE PODCZAS WŁĄCZANIA

Jeżeli nie można włączyć inteligentnego urządzenia elektronicznego, należy wykonać następujące czynności kontrolne, aby określić, czy zwarcie nastąpiło w zewnętrznym okablowaniu, bezpieczniku pomocniczym, module zasilania inteligentnego urządzenia elektronicznego lub na przednim panelu urządzenia.

Test	Sprawdzić	Działanie
1	Zmierzyć napięcie na zaciskach A2 oraz A1. Porównać wartość napięcia oraz polaryzację z tabliczką znamionową z przodu	Jeżeli napięcie pomocnicze jest poprawne, należy przejść do testu 2. W przeciwnym razie należy sprawdzić okablowanie i bezpieczniki w obwodzie zasilania pomocniczego.
2	Sprawdzić diody oraz włączenie podświetlenia wyświetlacza w momencie uruchamiania. Sprawdzić także zestyk alarmowy N/C (normalnie zamknięty) i zobaczyć, czy się otwiera.	Jeżeli diody LED i podświetlenie ekranu LCD nie włączają się, a zestyk alarmowy N/C nie otwiera się, błąd prawdopodobnie dotyczy zasilacza.

22.3.3 BŁĘDY AUTOTESTU

Urządzenie IED przeprowadza autodiagnostykę podczas inicjacji (po włączeniu zasilania) oraz w sposób ciągły jako zadanie w tle, aby upewnić się, że sprzęt i oprogramowanie działają poprawnie.

Istnieją dwa rodzaje ostrzeżeń autotestu wskazujące na niewielki lub poważny problem. Niewielkie problemy oznaczają problem z urządzeniem IED, który nie zagraża ochronie systemu elektroenergetycznego. Poważne błędy wskazują na problem z urządzeniem IED, który powoduje jego wyłączenie z eksploatacji.



Ostrzeżenie:
Ostrzeżenia autotestu mogą wskazywać na poważny problem ze sprzętem przekaźnika.

Po wykryciu niewielkiego problemu urządzenie IED:

- wyświetli szczegółowy opis błędu na wyświetlaczu IED jako komunikat docelowy
- zarejestruje mniej istotny błąd autotestu w Rejestratorze zdarzeń.
- Włączy migającą diodę Alarm.

Gdy jako funkcja zostanie wybrane Trip (Wyzwolenie zabezpieczenia), po wykryciu poważnego problemu przekaźnik:

- Włączy zasilanie przekaźnika przypisanego w ustawieniu **Output Relay** (Przekaźnik wyjściowy)
- Wyłączy zasilanie wszystkich pozostałych przekaźników wyjściowych
- Włączy pomarańczową diodę „IN SERVICE” (W eksploatacji)
- Włączy migającą diodę „Alarm”

- Aktywuje operand FlexLogic „Any Major Error” (Dowolny poważny błąd)
- Wyświetli błąd major self-test jako komunikat docelowy
- Zarejestruje mniej istotny błąd autotestu w Rejestratorze zdarzeń.
- Zapobiegnie wykonywaniu funkcji zabezpieczających, w tym wyzwolenia elementu, wyłączając przekaźnik z eksploatacji

Gdy jako funkcja zostanie wybrany Alarm, po wykryciu poważnego problemu przekaźnik:

- Włączy migającą diodę „Alarm”
- Aktywuje operand FlexLogic „Any Major Error” (Dowolny poważny błąd)
- Wyświetli błąd **major self-test** jako komunikat docelowy
- Zarejestruje błąd **major self-test** w Rejestratorze zdarzeń
- w dalszym ciągu będzie uruchamiać elementy zabezpieczające, utrzymując przekaźnik w eksploatacji

Uwaga:

Normalnie zamknięty przekaźnik błędu krytycznego (wyjście przekaźnika 8 lub 6 w zależności od zamówionych opcji wejścia/wyjścia binarnego) zostaje zasilony (otwarty), gdy urządzenie IED jest w eksploatacji i nie występuje żaden poważny błąd.

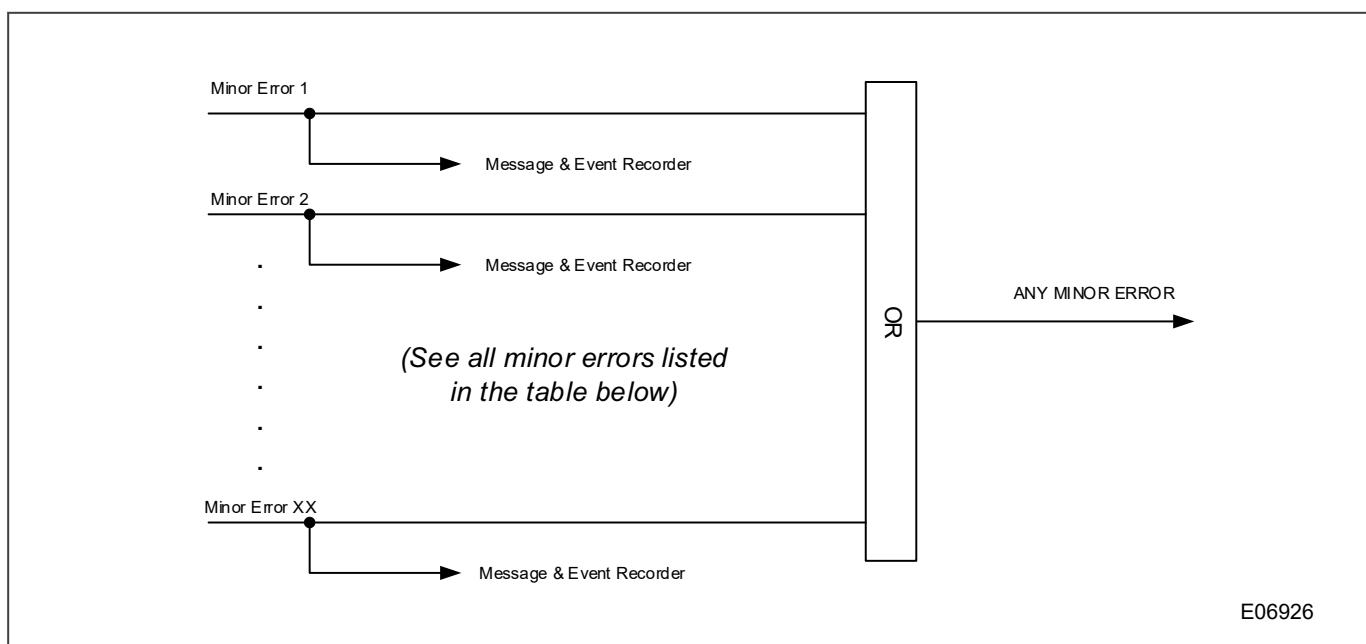


Figure 229: Drobne zdarzenia błędów i generowanie komunikatów

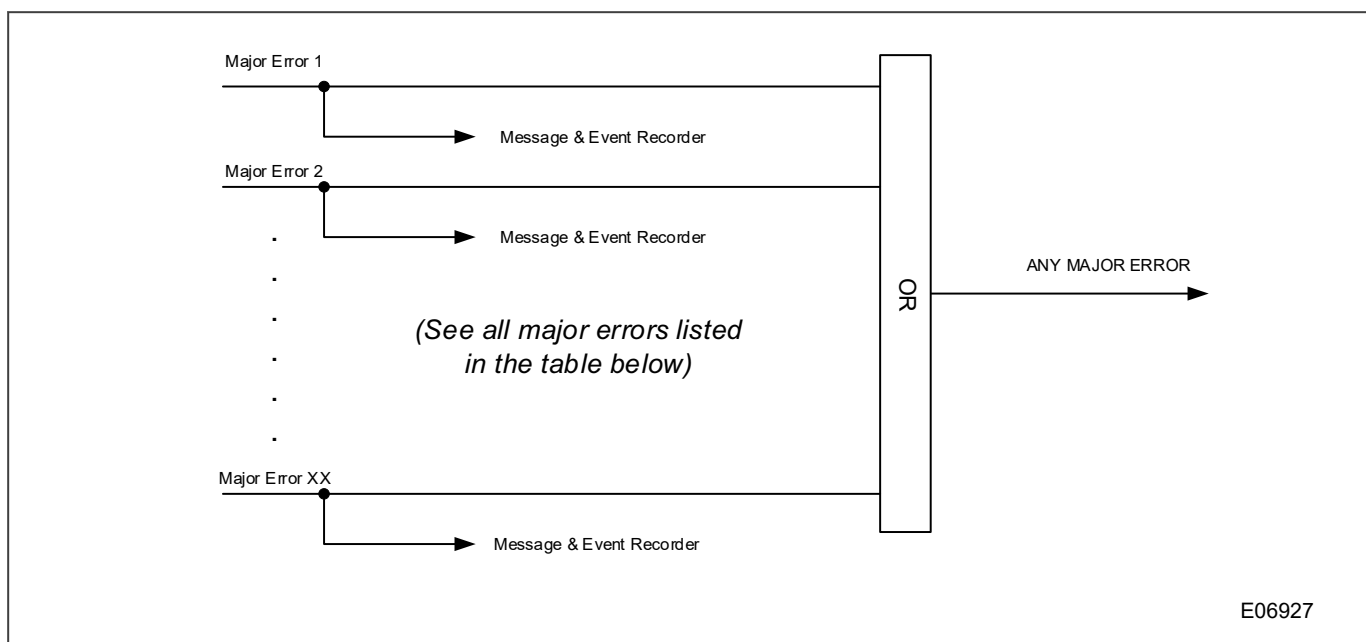


Figure 230: Poważne zdarzenia błędów i generowanie komunikatów

Drobne błędy autotestu

Komunikat o błędzie autotestu	Opis problemu	Jak często wykonywany jest test?	Co zrobić?
Order Code Error (Błąd kodu zamówienia)	Sprzęt niezgodny z kodem zamówienia	Co 2,5 sekundy	Jeżeli alert nie zresetuje się samoczynnie, należy skontaktować się z producentem. W przeciwnym razie monitorować ponowne wystąpienia, ponieważ chwilowy błąd został wykryty, ale został wyeliminowany.
CPU S/N Invalid (Błędny numer seryjny jednostki centralnej)	Brak poprawnych danych karty CPU pasujących do kodu zamówienia.	Co 2,5 sekundy	
Slot 'n' IO S/N Invalid (Błędny numer seryjny gniazda „n” IO) (patrz uwaga poniżej)	Brak poprawnych danych karty we/wy w gnieździe 'n' pasujących do kodu zamówienia.	Co 2,5 sekundy	
PSU S/N Invalid (Błędny numer seryjny zasilacza)	Brak poprawnych danych zasilacza pasujących do kodu zamówienia.	Co 2,5 sekundy	
RTC Error (Błąd zegara czasu rzeczywistego)	Jednostka centralna nie może odczytać czasu z zegara czasu rzeczywistego	Co 2,5 sekundy	
Product Serial Invalid (Błędny numer seryjny produktu)	Numer seryjny produktu niezgodny z typem produktu	Co 2,5 sekundy	
Serial Comm.1 Error (błąd komunikacji szeregowej 1)	Błędy podczas inicjowania lub dostępu do portu szeregowego 1.	Co 2,5 sekundy	
Serial Comm.2 Error (błąd komunikacji szeregowej 2)	Błędy podczas inicjowania lub dostępu do portu szeregowego 2.	Co 2,5 sekundy	
FLASH Error (błąd pamięci FLASH)	Pamięć stała została uszkodzona	Co 2,5 sekundy	
SPI Error (Błąd SPI)	Błąd komunikacji między jednostką centralną a diodami LD, klawiaturą i peryferyjnymi nośnikami pamięci	Co 2,5 sekundy	
Invalid MAC Address (Błędny adres MAC)	Adres MAC nie mieści się w zakresie produktu	Co 2,5 sekundy	

Komunikat o błędzie autotestu	Opis problemu	Jak często wykonywany jest test?	Co zrobić?
Link Error Primary (Podstawowy błąd połączenia)	Port ETH1 nie jest połączony	Co 2,5 sekundy	Upewnić się, że kabel Ethernet jest podłączony, sprawdzić funkcjonalność kabla (tj. ewentualne uszkodzenia fizyczne i przeprowadzić test ciągłości) oraz upewnić się, czy działa urządzenie nadrzędne lub równoważne. Jeżeli żadna z tych sytuacji nie ma miejsca, skontaktować się z fabryką.
Link Error Secondary (Drugorzędowy błąd połączenia)	Port ETH2 nie jest połączony	Co 2,5 sekundy	
Link Error Third (Trzeciorzędowy błąd połączenia)	Port ETH3 nie jest połączony	Co 2,5 sekundy	
Traffic Error Primary (Podstawowy błąd ruchu)	Nienormalnie duża ilość ruchu emisji i emisji pojedynczej na porcie Eth1	Co 2,5 sekundy	Skontaktować się z zakładowym działem IT, aby sprawdzić sieć pod kątem wadliwie działających urządzeń
Ambient Temperature >80C (Temperatura otoczenia >80°C)	Temperatura otoczenia urządzenia przekroczyła 80°C (176°F)	Co 2,5 sekundy	Sprawdzić obudowę montażową pod kątem nieoczekiwanych źródeł ciepła (np. luźne pierwotne kable) i je usunąć
IRIG-B Failure (Błąd IRIG-B)	Wykryto niepoprawny sygnał wejściowy IRIG-B	Co 2,5 sekundy	Upewnić się, czy kabel IRIG-B jest połączony, sprawdzić jego funkcjonalność (tj. ewentualne uszkodzenia fizyczne lub przeprowadzić test ciągłości), upewnić się, że działa odbiornik IRIG-B, a także sprawdzić poziom sygnału wejściowego (może być niższy niż w specyfikacji). Jeżeli żadna z tych sytuacji nie ma miejsca, skontaktować się z fabryką.
STNP Failure (Błąd STNP)	Synchronizacja z serwerem SNTP nie powiodła się.	Co 2,5 sekundy	Zapewnić połączenie z siecią Ethernet, sprawdzić funkcjonalność kabla (tj. uszkodzenia fizyczne) i upewnić się, że konfiguracja serwera SNTP jest poprawna. Jeżeli żadna z tych sytuacji nie ma miejsca, skontaktować się z fabryką.
Błąd PTP	Synchronizacja z PTP urządzenia nadrzędnego nie powiodła się.	Co 2,5 sekundy	Zapewnić połączenie z siecią Ethernet, sprawdzić funkcjonalność kabla (tj. uszkodzenia fizyczne) i upewnić się, że ustawienia PTP są poprawne. Jeżeli żadna z tych sytuacji nie ma miejsca, skontaktować się z fabryką.
Version Mismatch (Nie zgodność wersji)	Wersja oprogramowania układowego CPU musi być zgodna z kodem zamówienia oraz CID.	Przy uruchomieniu oraz co 2,5 sekundy	Upewnić się, że jednostka centralna była załadowana podczas procesu aktualizacji. Upewnić się, że kod zamówienia i CID są poprawne.
SelfTestFWUpdate (Autotest – aktualizacja oprogramowania układowego)	Aktualizacja oprogramowania układowego nie powiodła się	Co 2,5 sekundy	Spróbować ponownie załadować oprogramowanie układowe. Jeżeli ładowanie nie działa za drugim razem, skontaktować się z producentem.

Poważne błędy autotestu

Komunikat o błędzie autotestu	Opis problemu	Jak często wykonywany jest test?	Co zrobić?
Out-Of-Service (Wyłączone z użytku)	Ustawienie Device InService (Urządzenie w użyciu) w menu SETPOINTS\DEVICE\INSTALLATION nie jest w stanie zaprogramowanym (niegotowe).	Przy włączaniu zasilania oraz zawsze przy ustawianiu Device InService (Urządzenie w użyciu) w menu SETPOINTS\DEVICE\INSTALLATION	Należy zaprogramować wszystkie wymagane ustawienia, a następnie w ustawieniu Device InService (Urządzenie w użyciu) w menu SETPOINTS\DEVICE\INSTALLATION wybrać wartość Ready (Gotowe).
Major Self-Test (Poważny błąd autotestu) (kod błędu)	Wykryto błąd oprogramowania układowego jednostki	Co 2,5 sekundy	Skontaktować się z producentem, podać kod błędu widoczny na wyświetlaczu.

gdzie „n” to ID gniazda (np. F, G, H itd.)

Gniazdo F = płyta we/wy

Gniazdo G = płyta we/wy rozbudowana

Gniazdo J = płyta przekładnik prądowy/przekładnik napięciowy

W obu warunkach (błędy mniej poważne i/lub poważniejsze) komunikatów docelowych nie można wyczyścić, jeżeli błąd pozostaje aktywny.

Kody błędów dotyczące poważnych błędów autotestu (kod formatu FC240)

Kod	Typ	Definicja	Opis
FC240	bez znaku 32-bitowy	Błąd autotestu	
	0x00000001	Order Code Error (Błąd kodu zamówienia)	Sprzęt niezgodny z kodem zamówienia
	0x00000002	Błąd poprawnego działania systemu	System nie działa poprawnie z powodu błędu zadania oflagowanego przez oprogramowanie nadzorujące (watchdog)
	0x00000004	Błędny numer seryjny jednostki centralnej	Brak poprawnych danych karty CPU pasujących do kodu zamówienia.
	0x00000008	Błędny numer seryjny gniazda we/wy F	Brak poprawnych danych karty we/wy w gnieździe F pasujących do kodu zamówienia.
	0x00000010	Błędny numer seryjny gniazda we/wy G	Brak poprawnych danych karty we/wy w gnieździe G pasujących do kodu zamówienia.
	0x00000100	Błędny numer seryjny gniazda we/wy J	Brak poprawnych danych karty we/wy w gnieździe J pasujących do kodu zamówienia.
	0x00002000	Błąd kalibracji	Procedura kalibracji nie powiodła się z powodu błędu dostępu EEPROM, błędnej sumy kontrolnej kalibracji lub błędnych danych kalibracyjnych
	0x00004000	RTC Error (Błąd zegara czasu rzeczywistego)	Jednostka centralna nie może odczytać czasu z zegara czasu rzeczywistego
	0x00010000	FLASH Error (błąd pamięci FLASH)	Pamięć stała została uszkodzona lub zniszczona albo zbliża się do końca okresu żywotności
	0x00020000	Błąd EEPROM	Dostęp do EEPROM z hosta nie powiódł się z powodu błędu odczytu, błędu zapisu lub błędu CRC
	0x00020000	Temperatura otoczenia >80°C	Temperatura otoczenia urządzenia przekroczyła 80°C
	0x00800000	Błąd kluczowy ścieżki	Wykryto błąd na ścieżce pomiarowej, ponieważ w odpowiednim czasie nie dotarły żadne zdarzenia pomiarowe

22.3.4 KODY BŁĘDÓW PODCZAS EKSPLOATACJI

Urządzenie przeprowadza ciągłą autodiagnostykę. Jeżeli urządzenie IED wykryje błąd, wyświetla komunikat o błędzie i rejestruje rekord konserwacji w rejestratorze zdarzeń. Stały problem (np. powstały w wyniku usterki sprzętowej) jest zazwyczaj wykrywany podczas sekwencji włączania. Analizując zarejestrowany zapis konserwacyjny, można określić rodzaj wykrytej usterki.

Więcej informacji można znaleźć w punkcie Błędy autotestu.

22.3.5 NIEPRAWIDŁOWE DZIAŁANIE W TRAKCIE TESTÓW

22.3.5.1 USZKODZENIE ZESTYKÓW WYJŚCIOWYCH

Pozorne uszkodzenie zestyków wyjść przełącznikowych może być spowodowane niewłaściwą konfiguracją. Przeprowadzenie poniższych testów pozwala zidentyfikować prawdziwą przyczynę uszkodzenia. Autotesty pozwalają zweryfikować, czy cewki zestyków wyjść przełącznikowych zostały zasilone. Jeżeli nastąpiło uszkodzenie płytki wyjścia przełącznikowego, wyświetlany jest błąd.

Test	Sprawdzić	Działanie
1	Czy dioda zgłaszania stanu awarii świeci?	Jeżeli ta dioda świeci, przełącznik może nie być zaprogramowany (wyłączony z eksploatacji zgodnie z ustawieniami), znajdować się w trybie testowym lub zabezpieczenie zostało wyłączone z powodu błędu weryfikacji sprzętowej. Sprawdzić, czy ustawienie Device InService (Urządzenie w użyciu) w menu SETPOINTS\DEVICE INSTALLATION ma wartość Ready (Gotowe). Sprawdzić, czy ustawienie Simulation State (Stan symulacji) w menu SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP ma wartość Disabled (Wył.). Sprawdzić, czy występuje Major Self-Test Error (Poważny błąd autotestu). Można to sprawdzić w menu TARGETS lub w menu RECORDS\EVENTS .
2	Sprawdzić stan zestyku wyjściowego przełącznika w menu DEVICE STATUS\RELAY OUTPUTS .	Zestyki wyjściowe przełącznika można wymusić za pomocą trybu testowego urządzenia w celu sprawdzenia poprawności działania (poza przyporządkowaniem do działania elementu zabezpieczającego). Jeśli stan wyjścia zestyku przełącznika jest uruchomiony, przejść do testu 4; Jeśli nie, przejść do testu 3.
3	Sprawdzić rejestrator zdarzeń lub rekord zwarcia albo użyć portu inżynierskiego do sprawdzenia, czy element zabezpieczający działa poprawnie.	Jeżeli element zabezpieczający nie działa, należy sprawdzić, czy test jest przeprowadzany poprawnie. Jeżeli element zabezpieczający działa, sprawdzić jego ustawienia oraz edytor równań FlexLogic, aby mieć pewność, że zestyki wyjściowe przełącznika (Relay O/P) są poprawnie wybrane i skonfigurowane.

Test	Sprawdzić	Działanie
4	Za pomocą ustawień Relay Outputs (Zestyki wyjściowe przekaźnika) każdego zestyku wyjściowego przekaźnika w menu SETPOINTS\TESTING zastosować wzorzec testowy do odpowiednich zestyków wyjściowych przekaźnika. Należy uwzględnić, że aby wymusić stan zestyku wyjścia przekaźnika w IED, ustawienie Simulation State (Stan symulacji) w menu SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP powinno mieć dowolną wartość inną niż Disabled (Wył.), a ustawienie Force Relays (Przekaźniki mocy) w menu SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP powinno mieć wartość Enabled (Wł.). Więcej informacji dostępnych jest w punkcie Menu próby odbiorczej w rozdziale Instrukcje dotyczące rozruchu. Skonsultować poprawny schemat połączeń zewnętrznych oraz użyć testera ciągłości obwodu na tylnych zestykach przekaźnika, aby sprawdzić ich działanie.	Jeżeli wyjście przekaźnikowe działa, problem musi dotyczyć zewnętrznego okablowania podłączonego do przekaźnika. Jeżeli wyjście przekaźnikowe nie działa, jego zestyki mogą być uszkodzone (autotesty weryfikują, czy cewka przekaźnika jest zasilona). Należy się upewnić, że rezystancja zamkniętych zestyków nie jest zbyt duża dla poprawnego przeprowadzenia pomiaru testerem ciągłości. Po zakończeniu testów (jeżeli korzystano z trybu testowego) należy się upewnić, że wszystkie ustawienia testowe w menu SETPOINTS\TESTING zostały przywrócone do wartości domyślnych.

22.3.5.2 BŁĄD WEJŚĆ OPTYCZNYCH

Wejścia optoizolowane można mapować do sygnałów wewnętrznych IED za pomocą edytora równań Flexlogic. Jeżeli wejście nie zostało rozpoznane przez schemat logiczny, należy użyć ustawień Opto Inputs (Wejścia optyczne) dla każdego wejścia optycznego w menu **SETPOINTS\TESTING**, aby sprawdzić, czy problem leży po stronie samego wejścia optycznego czy po stronie mapowania jego sygnału do funkcji schematu logicznego. Uwaga: aby użyć ustawień wejść optycznych w menu **SETPOINT TESTING**, ustawienie Simulation State (Stan symulacji) w menu **SETPOINTS\TESTING\SIMULATION\SETUP** powinno mieć dowolną wartość inną niż Disabled (Wył.). Po testach należy zagwarantować, że wszystkie ustawienia testowania w menu **SETPOINTS\TESTING** zostaną przywrócone do wartości domyślnych.

Więcej informacji można sprawdzić w menu próby odbiorczej w rozdziale Instrukcje dotyczące rozruchu.

Jeżeli urządzenie nie odczytuje poprawnie stanu wejścia optycznego, należy przetestować podany sygnał. Należy zweryfikować połączenia wejścia optycznego, korzystając ze schematu połączeń oraz ustawienia napięcia znamionowego w kolumnie **OPTO CONFIG**. Aby to wykonać, należy:

1. Wybrać napięcie znamionowe akumulatora dla wszystkich wejść optycznych, wybierając jedną ze standardowych ustawień znamionowych w ustawieniu **Ogól Unom wej.** w menu **SETPOINTS\INPUTS\OPTO CONFIG**.
2. Za pomocą woltomierza sprawdzić, czy napięcie na zaciskach wejścia jest większe niż minimalny poziom pobudzenia (patrz rozdział Dane techniczne – poziomy pobudzenia wejść optycznych).

Jeżeli sygnał jest podawany poprawnie, wskazuje to na błąd wejścia optycznego, co oznacza, że należy wymienić całą podstawkę.

22.3.5.3 NIEPOPRAWNA SYGNAŁY ANALOGOWE

Jeżeli zmierzone wielkości analogowe wydają się niepoprawne, należy użyć funkcji pomiarowej, aby określić rodzaj problemu.

1. Porównać wyświetlone zmierzone wartości z rzeczywistymi wielkościami odnotowanymi na zaciskach.
2. Sprawdzić, czy używane są właściwe zaciski.
3. Sprawdzić, czy przekładnie prądowa i napięciowa są ustawione poprawnie.
4. Sprawdzić przesunięcie fazowe, aby potwierdzić poprawne podłączenie wejść.

22.3.6 USUWANIE ZAKŁÓCEŃ EDYTORA RÓWNAŃ FLEXLOGIC

Następujące sytuacje mogą uniemożliwiać otwarcie połączenia:

- Adres IED jest niepoprawny.
- Hasło jest niepoprawne.
- Konfiguracja komunikacji jest niepoprawna.
- Wartości transakcji są nieodpowiednie dla urządzenia IED lub danego typu połączenia.
- Kabel połączeniowy jest niewłaściwie podłączony lub jest uszkodzony.
- Jeśli używany jest jakikolwiek konwerter nośników sprzętowych do komunikacji, może on być niepoprawnie ustawiony.

22.3.7 USUWANIE ZAKŁÓCEŃ PORTU USB

Jeżeli nie można nawiązać komunikacji z urządzeniem IED za pośrednictwem portu USB, należy przeprowadzić poniższe kontrole, aby usunąć zakłócenie:

- Sprawdzić ustawienia USB w ścieżce **DEVICE\COMMUNICATIONS\USB**
 - Sprawdzić, czy **USB Port** (Port USB) jest ustawiony na Enabled (Wł.).
 - Sprawdzić, czy ustawienia **USB IP Addr** (Adres IP USB) oraz **USB Subnet Mask** (Maska podsieci USB) są ustawione poprawnie i są zgodne z ustawieniami użytymi do uzyskania dostępu do urządzenia przez oprogramowanie EnerVista Configuration.

Jeżeli ustawienia USB są poprawne, a port jest włączony, jednak nadal nie można nawiązać komunikacji:

- Sprawdzić, czy kabel USB nie jest uszkodzony.
- Jeżeli kabel nie jest uszkodzony, sprawdzić, czy sterownik USB „GE RNDIS Device” jest widoczny w adapterach sieciowych w menedżerze urządzenia na komputerze (Control Panel\System oraz Security\System w System Tools).

22.3.8 PROCEDURA NAPRAWY ORAZ MODYFIKACJI

Aby zwrócić do nas urządzenie, prosimy wykonać następujące kroki:

1. Pobrać kopię formularza zgłoszenia serwisowego (RMA).
Elektroniczną wersję formularza RMA można uzyskać pod następującymi adresami:
contact.centre@ge.com
2. Wypełnić formularz RMA.
Należy wypełnić wyłącznie pola oznaczone białym kolorem.
Jeżeli wymagane jest przeprowadzenie RCA (analizy przyczyn źródłowych), wskazać to na formularzu RMA.
Należy się upewnić, że wszystkie pola oznaczone literą **(M)** są wypełnione:
 - Model urządzenia
 - Nr modelu oraz nr seryjny
 - Opis błędu lub wymaganej modyfikacji (należy zamieścić konkretny opis)
 - Wartość dla odprawy celnej (w przypadku, gdy produkt wymaga eksportu)
 - Adres dostawy oraz adres do faktury
 - Dane kontaktowe
3. Prosimy dopilnować, aby zostały dołączone wszystkie pliki wymagane do przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego RMA:
 - Plik CID (plik z ustawieniami i konfiguracją)
 - Rejestrator zdarzeń (SOE)
 - Rejestrator zakłóceń (przechwytywanie przebiegów)
 - Raport serwisowy (jeżeli jest dostępny)

4. Formularz RMA należy przesłać do lokalnego centrum obsługi klienta.
Aby uzyskać listę miejscowych serwisów na całym świecie, prosimy o wiadomość e-mail na adres:
contactcentre@ge.com
5. Lokalne biuro obsługi klienta udziela informacji na temat wysyłki.
Przekazane zostaną Państwu wszelkie informacje wymaganych do wysłania produktu:
 - Informacja cenowa
 - Numer RMA
 - Adres centrum serwisowego

Jeżeli jest to wymagane, akceptacja oferty cenowej musi zostać dostarczona przed przystąpieniem do kolejnego etapu.
6. Produkt należy przesłać do centrum serwisowego.
 - Należy zaadresować przesyłkę na adres centrum serwisowego podany przez lokalne biuro obsługi.
 - Należy się upewnić, że wszystkie elementy zostały zapakowane w torbę antystatyczną oraz zabezpieczone pianką.
 - Należy się upewnić, że przesyłka została odpowiednio zapakowana. Jakiegokolwiek uszkodzenie podczas transportu może unieważnić gwarancję.
 - Należy się upewnić, że do zwracanego urządzenia dołączono kopię faktury importowej.
 - Należy się upewnić, że do zwracanego urządzenia dołączono kopię formularza RMA.
 - Kopię faktury importowej oraz lotniczego list przewozowego należy przesłać faksem lub pocztą elektroniczną do lokalnego biura obsługi klienta.

ROZDZIAŁ 23

SPECYFIKACJE TECHNICZNE

23.1 PRZEGLĄD ROZDZIAŁU

W niniejszym rozdziale opisano dane techniczne produktu.

Uwaga:

Aby uzyskać całkowity czas działania, tj. od wystąpienia warunku wyzwolenia do zainicjowania wyzwolenia, do czasów działania wymienionych poniżej należy dodać czas przełącznika wyjściowego 8 ms.

Dokładność pomiaru i poziomu ochrony obowiązuje w warunkach stanu standardowego (25°C, 1 atm).

Ten rozdział zawiera następujące sekcje:

Przegląd rozdziału	558
Interfejsy	559
Realizacja funkcji zabezpieczenia prądowego	561
Właściwości funkcji zabezpieczenia napięciowego	566
Ochrona admitancji	569
Funkcje zabezpieczeń mocowych	570
Właściwości funkcji zabezpieczenia częstotliwościowego	571
Wydajność funkcji monitorowania i sterowania	573
Pomiary i rejestracja	579
Zgodność z przepisami	581
Dane znamionowe	583
Zasilanie	584
Połączenia wejścia/wyjścia	585
Warunki środowiskowe	588
Testy typu	589
Zgodność elektromagnetyczna	590

23.2 INTERFEJSY

23.2.1 PRZEDNI PORT USB

Przedni port USB	
Zastosowanie	Do lokalnego połączenia laptopa do przeprowadzenia konfiguracji oraz pobierania oprogramowania układowego.
Złącze	USB typu B
Obsługiwane protokoły	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850-Ed2 (*)
Izolacja	Izolacja do poziomu PELV
Ograniczenia	Maksymalna długość kabla 5 m

23.2.2 TYLNY PORT SZEREGOWY 1 (COM1)

Tylny port szeregowy 1 (COM1)	
Zastosowanie	Komunikacja z systemem SCADA (wielopunktowa)
Standard	EIA(RS)485, IRIG-B
Złącze	Uniwersalna listwa zaciskowa wtykowa, śruby 3,5 mm (3 przewody)
Kabel	Skrętka ekranowana (STP)
Obsługiwane protokoły	Modbus RTU, szeregowy DNP3, IEC 60870-5-103
Izolacja	Izolacja do poziomu PELV
Ograniczenia	Maksymalna długość kabla 1000 m

23.2.3 TYLNY PORT SZEREGOWY 2 (COM2)

Opcjonalny tylny port szeregowy 2 (COM2) *	
Zastosowanie	Komunikacja z systemem SCADA (wielopunktowa)
Standard	EIA(RS)485
Złącze	Uniwersalna listwa zaciskowa wtykowa, śruby 3,5 mm (3 przewody)
Kabel	Skrętka ekranowana (STP)
Obsługiwane protokoły	Modbus RTU, szeregowy DNP3, IEC 60870-5-103
Izolacja	Izolacja do poziomu PELV
Ograniczenia	Maksymalna długość kabla 1000 m
* Wybór sprzętu jest zależny od Cortec. Więcej szczegółów zawarto w opcjach zamawiania.	

23.2.4 PORT IRIG-B (DZIELONY Z TYLNYM PORTEM SZEREGOWYM COM1)

Interfejs IRIG-B (demodulowany)	
Zastosowanie	Zewnętrzny sygnał synchronizacji zegara
Standard	IRIG 200-98, format B00X
Złącze	Tylny port szeregowy 1
Typ kabla	Skrętka ekranowana (STP)
Dokładność	<±1 s dziennie

23.2.5 TYLNE PORTY ETHERNET MIEDZIANE (ETH1, ETH2, ETH3)

Tylne porty Ethernet korzystające z okablowania CAT 5/6/7 *	
Zastosowanie	Port komunikacji Ethernet / port inżynierski podstacji
Protokół komunikacyjny	10BaseT/100BaseTX
Złącze	RJ45
Typ kabla	Skrętka ekranowana (STP)
Izolacja	1 kV
Obsługiwane protokoły*	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850 wyd. 2
Ograniczenia	Maksymalna długość kabla 100 m
* Wybór sprzętu oraz protokoły komunikacyjne do każdego urządzenia IED są zależne od Cortec. Więcej szczegółów zawarto w opcjach zamawiania.	

23.2.6 TYLNE PORTY ETHERNET ŚWIATŁOWODOWE (ETH1, ETH2, ETH3)

Tylne porty Ethernet wykorzystujące okablowanie światłowodowe *	
Zastosowanie	Komunikacja SCADA IEC 61850 lub DNP3oE
Protokół komunikacyjny	100BaseFX
Złącze	UNI SONET OC-3 LC (po 1 dla Tx i Rx)
Typ włókna	Wielomodowe 50/125 µm lub 62,5/125 µm
Obsługiwane protokoły*	Modbus TCP, DNP3oE, IEC 61850 wyd. 2
Długość fali	1300 nm
* Wybór sprzętu oraz protokoły komunikacyjne do każdego urządzenia IED są zależne od Cortec. Więcej szczegółów zawarto w opcjach zamawiania.	

23.3 REALIZACJA FUNKCJI ZABEZPIECZENIA PRĄDOWEGO

23.3.1 ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE TRÓJFAZOWE (KIERUNKOWE/ NIEKIERUNKOWE)

Dokładność poziomu	Dla 0,1 do 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 0,5\%$ odczytu lub $\pm 0,4\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 1,5\%$ odczytu > 2,0 × wartość znamionowa przekładnika prądowego
Spadek (IDMT i DT)	Od 96 do 99% pobudzenia
Dokładność taktowania krzywej	Prądy > 1,03 do 20 × pobudzenie: $\pm 3\%$ czasu działania lub ± 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Zadziałanie DT	<12 ms przy 2 × pobudzenie przy 60 Hz <15 ms przy 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera DT	$\pm 2\%$ czasu działania lub $\pm \frac{1}{2}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) $\frac{1}{2}$
Kasowanie DT	Ustawienie $\pm 5\%$
Rozłączanie	<40 ms
Powtarzalność	$\pm 2,5\%$

23.3.1.1 PARAMETRY KIERUNKOWEGO ZABEZPIECZENIA NADPRĄDOWEGO TRÓJFAZOWEGO

Dokładność kąta wyznaczania granic kierunkowych (RCA $\pm 90\%$)	$\pm 2^\circ$ dla $I > 0,050 \times$ przekładnik prądowy $\pm 5^\circ$ dla $I < 0,050 \times$ przekładnik prądowy

23.3.2 ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE (KIERUNKOWE/ NIEKIERUNKOWE)

Zmierzone i obliczone	
Dokładność poziomu	Dla 0,1 do 2,0 × przekładnik prądowy, $\pm 0,5\%$ odczytu lub $\pm 0,4\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy, $\pm 1,5\%$ odczytu > 2,0 × wartość znamionowa przekładnika prądowego
Spadek (IDMT and DT) dla EF1	Od 96 do 99% pobudzenia
Spadek (IDMT and DT) dla EF2	Od 96 do 99% pobudzenia
Działanie IDMT (dokładność taktowania krzywej)	Prądy > 1,03 do 20 × pobudzenie: $\pm 3\%$ czasu działania lub ± 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Działanie DT (EF 1)	< 12 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 60 Hz < 15 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Działanie DT (EF 2)	< 12 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 60 Hz < 15 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera DT	$\pm 2\%$ czasu działania lub $\pm \frac{1}{2}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa)

Zmierzone i obliczone	
Kasowanie DT	Ustawienie $\pm 5\%$
Powtarzalność	$\pm 2.5\%$

23.3.2.1 PARAMETRY ZABEZPIECZENIA KIERUNKOWEGO ZIEMNOZWARCIOWEGO

Obliczone	
Dokładność kąta pobudzenia granic kierunkowych (RCA $\pm 90^\circ$)	$\pm 2^\circ$ dla $I_g > 0,050 \times$ przekładnik prądowy $\pm 5^\circ$ dla $I_g < 0,050 \times$ przekładnik prądowy

23.3.3 CZUŁE ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE (NIEKIERUNKOWE)

Dokładność poziomu	$\pm 3\%$ odczytu lub $\pm 0,5\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Spadek (IDMT i DT)	Od 96 do 99% pobudzenia
Działanie IDMT (dokładność taktowania krzywej)	$> 1,03$ do $20 \times$ pobudzenie: $\pm 3\%$ czasu działania lub ± 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Zadziałanie DT	< 12 ms, dla $> 2 \times$ pobudzenie przy 60 Hz < 15 ms, dla $> 2 \times$ pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera DT	3% czasu działania lub ± 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Kasowanie DT	Ustawienie $\pm 5\%$
Rozłączanie	< 40 ms
Powtarzalność	$\pm 5\%$

23.3.3.1 PARAMETRY KIERUNKOWE CZUŁEGO ZABEZPIECZENIA ZIEMNOZWARCIOWEGO

Dokładność kąta	$\pm 2^\circ$ dla $I_g > 0,050 \times$ przekładnik prądowy $\pm 5^\circ$ dla $I_g < 0,050 \times$ przekładnik prądowy

23.3.4 STREFOWE ZABEZPIECZENIE ZIEMNOZWARCIOWE (REF)

Dokładność wysoko-/niskoimpedancyjnego strefowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (REF)	
Pobudzenie	Od $0,050$ do $30,000 \times$ przekładnik prądowy w krokach co $0,001 \times$ przekładnik prądowy (faza przekładnik prądowy)
Dokładność poziomu	Dla $0,1$ do $2,0 \times$ przekładnik prądowy: $\pm 0,5\%$ odczytu lub $\pm 0,4\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla $> 2,0 \times$ przekładnik prądowy: $\pm 1,5\%$ odczytu
Spadek	Od 96 do 99% pobudzenia
Czas działania	< 25 ms przy $1,1 \times$ zbocze $\times I_{max}$ przy 60 Hz < 30 ms przy $1,1 \times$ zbocze $\times I_{max}$ przy 50 Hz
Wysokie pobudzenie	Ustawienie $\pm 5\%$
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm \frac{1}{2}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

Dokładność wysoko-/niskoimpedancyjnego strefowego zabezpieczenia ziemnozwarciowego (REF)

Powtarzalność	< 15%

23.3.5 ZABEZPIECZENIE NADPRĄDOWE REAGUJĄCE NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ (KIERUNKOWE/NIEKIERUNKOWE)

Poziom pobudzenia	Od 0,020 do 30,000 w krokach co 0,001 × przekładnik prądowy
Dokładność poziomu	Dla 0,1 do 2,0 × przekładnik prądowy, ±0,5% odczytu lub ±0,4% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy, ±1,5% odczytu > 2,0 × wartość znamionowa przekładnika prądowego
Spadek (IDMT i DT)	Od 96 do 99% pobudzenia
Działanie IDMT (dokładność taktowania krzywej)	Prądy > 1,03 do 20 × pobudzenie: ±3% czasu działania lub ±1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Zadziałanie DT	< 12 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 60 Hz < 15 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Kasowanie DT	Ustawienie ±5%
Dokładność timera DT	±3% czasu działania lub ±½ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Rozłączanie	<40 ms

23.3.5.1 PARAMETRY KIERUNKOWE

Dokładność kąta pobudzenia granic kierunkowych (RCA ±90%)	±2° dla $I_g > 0,050 \times$ przekładnik prądowy ±5° dla $I_g < 0,050 \times$ przekładnik prądowy

23.3.6 DETEKTOR PRZERWANIA PRZEWODU

Poziom pobudzenia	Od 10,0% do 100,0% w krokach co 0,1%
Dokładność poziomu	Od 0,05 do 2,0 × przekładnik prądowy: ±1% odczytu lub ±2% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy: ±2% odczytu
Spadek	Od 96 do 99% poziomu pobudzenia
Zadziałanie DT	<2,5 cykle
Dokładność timera DT	±3% ustawienia opóźnienia lub ±¼ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.3.7 ZABEZPIECZENIE PRZED PRZECIĄŻENIEM CIEPLNYM

Dokładność poziomu prądu	Dla 0,1 do 2,0 × przekładnik prądowy: ±0,5% odczytu lub ±0,4% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy: ±1,5% odczytu

Czas działania	<30 ms przy 60 Hz (od 0 do 120 × pobudzenie) <36 ms przy 50 Hz (od 0 do 120 × pobudzenie)
Pobudzenie alarmu cieplnego	Obliczony czas wyzwolenia ±10%
Pobudzenie przeciążenia cieplnego	Obliczony czas wyzwolenia ±10%
Dokładność czasu chłodzenia	±15% wartości teoretycznej

23.3.8 PODPRĄD

Poziom pobudzenia	Od 0,05 do 0,95 × przekładnik prądowy w krokach co 0,01 × przekładnik prądowy
Dokładność poziomu	Dla 0,05 do 2,0 × przekładnik prądowy: ±0,5% odczytu lub ±0,4% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Dokładność timera DT	±3% ustawienia opóźnienia lub ±2 cykle mocy (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Zadziałanie DT	<45 ms przy 60 Hz <50 ms przy 50 Hz
Spadek	Od 101% do 104% pobudzenia

23.3.9 ZAŁĄCZANIE NA ZWARCIE

Dokładność poziomu	Dla 0,1 do 2,0 × Wartości znamionowej przekładnika prądowego ±0,5% odczytu lub ±1% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Dokładność timera	Dla >2,0 × Wartości znamionowej przekładnika prądowego ±1,5% odczytu ±3% lub ±35 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Czas działania	< 16 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 60 Hz < 19 ms, dla > 2 × pobudzenie przy 50 Hz

23.3.10 OGRANICZNIK OBCIĄŻENIA

Parametr roboczy	Kolejność dodatnia V oraz Ω
Zasięg (we wtórnym Ω)	Od 0,02 do 250,00 Ω w krokach co 0,01 Ω
Kąt	Od 5 do 85° w krokach co 1°
Minimalne napięcie	Od 0,00 do 3,00 × przekładnik napięciowy w krokach co 0,01 × przekładnik napięciowy
Dokładność impedancji	±5%
Dokładność kąta	±2°
Zwłoka czasowa pobudzenia	Od 0,000 do 6000,00 w krokach co 0,001 s
Zwłoka czasowa spadku	Od 0,000 do 6000,00 w krokach co 0,001 s
Czas działania	<20 ms przy 1,1 × pobudzenie przy 60 Hz <24 ms przy 1,1 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	±3% ustawienia opóźnienia lub ±¼ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.3.11 KONTROLA WYŁĄCZNIKA OBWODU

Pobudzenie	Dla 0,1 do 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 0,5\%$ odczytu lub $\pm 0,4\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 1,5\%$ odczytu
Spadek	Od 96 do 99% pobudzenia
Timery	$\pm 3\%$ lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.4 WŁAŚCIWOŚCI FUNKCJI ZABEZPIECZENIA NAPIĘCIOWEGO

23.4.1 ZABEZPIECZENIE PODNAPIĘCIOWE

Poziom pobudzenia	Od 0,00 do 1,50 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 przekładnik napięciowy
Dokładność poziomu (IDMT i DT)	$\pm 0,5\%$ odczytu lub 0,3 V (w zależności od tego, która wartość jest większa) od 10 do 240 V
Spadek (IDMT i DT)	Od 103 do 105% pobudzenia lub od 101 do 103% pobudzenia (**)
Czas działania	<25 ms przy 2 × pobudzenie przy 60 Hz <30 ms przy 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	< 0,8 × pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Rozłączanie	<40 ms
Powtarzalność	$\pm 1\%$

23.4.2 CZASOWE ZABEZPIECZENIE PODNAPIĘCIOWE

Parametr roboczy	VA, VB, VC/ lub /VAB, VBC, VCA/ (fazor)
Minimalne napięcie	Od 0,00 do 1,50 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 przekładnik napięciowy
Poziom pobudzenia	Od 0,00 do 1,50 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 przekładnik napięciowy
Spadek	Od 102,0% do 150,0% pobudzenia w krokach co 0,1% PKP
Dokładność poziomu	$\pm 0,5\%$ odczytu od 10 do 240 V
Limit krzywej	Od 0,00 do 1,50 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 przekładnik napięciowy
Czas krzywej	0,000 - 600000,000 s w krokach co 0,001 s
Zwłoka czasowa spadku	0,000 - 600000,000 s w krokach co 0,001 s
Dokładność taktowania krzywej	Przy <0,90 × pobudzenie: $\pm 3,5\%$ czasu działania lub $\pm \frac{1}{2}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.4.3 PODNAPIĘCIOWE ZABEZPIECZENIE MOCY VAR

Poziom pobudzenia	Od 0,00 do 1,50 × przekładnik napięciowy w krokach co 0,01
Zakres Var pobudzenia	Od 1 do 65 000 kVar w krokach co 1 kVar
Zakres zwłoki czasowej pobudzenia	od 0,100 do 600,000 w krokach co 0,001
Dokładność poziomu	$\pm 0,5\%$ odczytu lub ± 2 V (uzwojenie wtórne), w zależności od tego, która wartość jest większa
Spadek	103% pobudzenia dla podnapięcia 97% pobudzenia dla nadmiernej mocy biernej 103% pobudzenia dla niedostatecznej mocy biernej
Dokładność timera	$\pm 3\%$ czasu opóźnienia lub $\pm \frac{1}{2}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa)

23.4.4 ZABEZPIECZENIE PRZECIWPRIĘCIOWE

Poziom pobudzenia	Od 0,02 do 3,00 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 przekładnik napięciowy
Dokładność poziomu (IDMT i DT)	$\pm 0,5\%$ odczytu lub 0,3 V (w zależności od tego, która wartość jest większa) od 10 do 240 V
Spadek (IDMT i DT)	Od 95 do 97% pobudzenia lub od 97 do 99% pobudzenia (*)
Czas działania	<25 ms przy 2 × pobudzenie przy 60 Hz <30 ms przy 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	<0,8 × pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Kasowanie DT	Ustawienie $\pm 5\%$
Rozłączanie	<40 ms
(*) Zakres spadku napięcia można wybrać w Setpoints\Device\Installation\OV/UV DPO Range	

23.4.5 ZABEZPIECZENIE PRZED PRZEPięCIEM SZCZĄTKOWYM

Pobudzenie	$\pm 0,5\%$ odczytu lub 0,3 V (w zależności od tego, która wartość jest większa) od 10 do 240 V
Spadek (IDMT i DT)	Od 96 do 99% pobudzenia
Czas działania	<25 ms przy 2 × pobudzenie przy 60 Hz <30 ms przy 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	> 1,2 × pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Kasowanie DT	Ustawienie $\pm 5\%$
Rozłączanie	<40 ms

23.4.6 ZABEZPIECZENIE NAPIęCIOWE SKŁADOWEJ ZGODNEJ

	Dokładność
Poziom pobudzenia	Od 0,00 do 3,00 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 x przekładnik napięciowy
Dokładność poziomu	$\pm 1\%$ odczytu lub 0,3 V (w zależności od tego, która wartość jest większa) od 10 do 208 V
Spadek (przepięcie)	Od 96 do 99% pobudzenia
Spadek (podnapięcie)	Od 101 do 104% pobudzenia
Czas działania	<25 ms przy 2 × pobudzenie przy 60 Hz <30 ms przy 2 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera (przepięcie)	> 1,2 × pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Dokładność timera (podnapięcie)	< 0,8 × pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)

23.4.7 ZABEZPIECZENIE NAPIĘCIOWE REAGUJĄCE NA SKŁADOWA PRZECIWNĄ

Dokładność	
Poziom pobudzenia	Od 0,00 do 3,00 (przekładnik napięciowy) w krokach co 0,01 x przekładnik napięciowy
Dokładność poziomu	$\pm 1\%$ odczytu lub 0,3 V (w zależności od tego, która wartość jest większa) od 10 do 208 V
Spadek	Od 95 do 97% pobudzenia lub Od 97 do 99% pobudzenia (*)
Czas działania	<25 ms przy 2 x pobudzenie przy 60 Hz <30 ms przy 2 x pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	> 1,2 x pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Rozłączanie	<35 ms
Powtarzalność	< 10%
(*) Zakres spadku napięcia można wybrać w Setpoints\Device\Installation\OV/UV DPO Range	

23.4.8 WOLTY NA HERC

Poziom pobudzenia	Od 0,80 do 4,00 w krokach co 0,01 x V/Hz
Spadek	Od 97 do 98% pobudzenia
Dokładność poziomu	± 0.02
Mnożnik TD	od 0,05 do 600,00 w krokach co 0,01
Opóźnienie resetu	od 0,00 do 6000,00 w krokach co 0,01
Dokładność timera	$\pm 3\%$ czasu działania ± 15 cykli (w zależności od tego, która wartość jest większa) dla wartości wyższych niż 1,1 x pobudzenie
Czas działania	<2 cykle

23.4.9 RUCHOME ŚREDNIE ZABEZPIECZENIE PRZECIWPRIĘCIOWE

Poziom pobudzenia	Ustawienie $\pm 5\%$
Spadek	0,98 x ustawienie $\pm 5\%$
Czas działania	$\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności od tego, która wartość jest większa
Dokładność timera	1,2 x pobudzenie, $\pm 3\%$ czasu działania lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Rozłączanie	<50 ms
Powtarzalność	$\pm 1\%$

23.5 OCHRONA ADMITANCJI

23.5.1 ADMITANCJA PUNKTU NEUTRALNEGO

Tryb	Admitancja, przewodnictwo i susceptancja
Osiągnięcie admitancji (wtórny siemens)	Od 0,00 do 500,00 mS w krokach co 0,01
Osiągnięcie przewodnictwa/susceptancji (wtórny Siemens)	Od -500,00 do 500,00 mS w krokach co 0,01
Dokładność poziomu	$\pm 1\%$ pobudzenia lub $\pm 0,01$ mS, w zależności od tego, która wartość jest większa
Zakres opóźnienia pobudzenia	od 0,000 do 600,000 w krokach co 0,001
Zakres opóźnienia spadku	od 0,000 do 600,000 w krokach co 0,001
Dokładność timera	$\pm 3\%$ czasu ustawienia opóźnienia lub ± 20 mS, (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Czas pobudzenia	<35 ms
Nadzór prądu minimalnego	
Poziom pobudzenia	Od 0,02 do $1,00 \times$ przekładnik prądowy w krokach co 0,01
Spadek	103% pobudzenia
Nadzór napięcia minimalnego	
Poziom pobudzenia	Od 0,01 do $1,50 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co 0,01
Spadek	Spadek: 103% pobudzenia

23.6 FUNKCJE ZABEZPIECZEŃ MOCOWYCH

23.6.1 ZABEZPIECZENIE PRZED NIEDOSTATECZNĄ/NADMIERNĄ MOCĄ

Poziom pobudzenia	Od 0,000 do $1,200 \times$ moc znamionowa w krokach co 0,001
Dokładność poziomu	$\pm 1,5\%$ lub $\pm 0,005 \times$ moc znamionowa (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Histereza	2% lub $0,001 \times$ moc znamionowa (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Czas działania	<50 ms przy $1,1 \times$ pobudzenie przy 60 Hz <60 ms przy $1,1 \times$ pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	$\pm 2\%$ lub 50 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa)
tRESET	$\pm 5\%$
Czas rozłączania	<50 ms

23.6.2 WATOMETRYCZNE ZIEMNOZWARCIOWE

Kąt charakterystyczny	Od 0 do 359° w krokach co 1°
Poziom pobudzenia	Od 0,001 do $1,200$ przekładnik prądowy $\times$ przekładnik napięciowy w krokach co 0,001
Dokładność poziomu	$\pm 1\%$ lub $\pm 0,0025$ przekładnik prądowy $\times$ przekładnik napięciowy, w zależności od tego, która wartość jest większa
Histereza	3% lub $0,001$ przekładnik prądowy $\times$ przekładnik napięciowy, w zależności od tego, która wartość jest większa
Pickup Delay (Opóźnienie pobudzenia)	Czas określony, czas odwrócony lub krzywa FlexCurve
Napięcie robocze, poziom pobudzenia	Od 0,02 do $3,00 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co $0,01 \times$ przekładnik napięciowy
Napięcie robocze, poziom spadku	Od 96 do 99% pobudzenia napięcia
Prąd roboczy, poziom pobudzenia	Od 0,002 do $30,000 \times$ przekładnik prądowy w krokach co $0,001 \times$ przekładnik prądowy
Prąd roboczy, poziom spadku	Od 96 do 99% pobudzenia prądu
Prąd roboczy, opóźnienie pobudzenia	od 0,000 do 6000,000 w krokach co 0,001 s
Mnożnik czasu odwróconego	od 0,01 do 2,00 w krokach co 0,01 s
Czas działania	<42 ms przy $1,1 \times$ pobudzenie przy 60 Hz <50 ms przy $1,1 \times$ pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność taktowania krzywej	$\pm 3\%$ opóźnienia krzywej lub $\pm \frac{1}{4}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.7 WŁAŚCIWOŚCI FUNKCJI ZABEZPIECZENIA CZĘSTOTLIWOŚCIOWEGO

23.7.1 ZABEZPIECZENIE NADCZĘSTOTLIWOŚCIOWE

Poziom pobudzenia	
Normalne wejście częstotliwości	Od 20,00 do 65,00 Hz w krokach co 0,01
Szybkie wejście częstotliwości	Od 40,00 do 65,00 Hz w krokach co 0,01
Dokładność poziomu	
Normalne wejście częstotliwości	Ustawienie $\pm 0,01$ Hz (częstotliwość od 40 do 70 Hz)
Szybkie wejście częstotliwości	Wejście: $\pm 0,02$ Hz (częstotliwość od 40 do 70 Hz)
Spadek	Pobudzenie $-0,03$ Hz
Dokładność timera	
Normalne wejście częstotliwości	$\pm 2\%$ ustawienia opóźnienia lub ± 50 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Szybkie wejście częstotliwości	$\pm 2\%$ ustawienia opóźnienia lub ± 50 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Czas działania oraz resetowania	
Czas działania (zmiana 0,1 Hz/s)	Zazwyczaj 7,5 cyklu
Czas działania (zmiana 0,3 Hz/s)	Zazwyczaj 7,0 cyklu
Czas działania (zmiana 0,5 Hz/s)	Zazwyczaj 6,5 cyklu

Typowe czasy to średnie czasy działania, w tym zmienne, takie jak instancja zmiany częstotliwości, metoda testowa itp., i mogą się różnić o $\pm 0,5$ cyklu.

23.7.2 ZABEZPIECZENIE PODCZĘSTOTLIWOŚCIOWE

Poziom pobudzenia	
Normalne wejście częstotliwości	Od 15,00 do 65,00 Hz w krokach co 0,01
Szybkie wejście częstotliwości	Od 40,00 do 65,00 Hz w krokach co 0,01
Dokładność poziomu	
Normalne wejście częstotliwości	$\pm 0,01$ Hz (częstotliwość od 40 do 70 Hz)
Szybkie wejście częstotliwości	$\pm 0,02$ Hz (częstotliwość od 40 do 70 Hz)
Spadek	Pobudzenie $+0,03$ Hz
Dokładność timera	
Normalne wejście częstotliwości	$\pm 2\%$ ustawienia opóźnienia lub ± 50 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Szybkie wejście częstotliwości	$\pm 2\%$ ustawienia opóźnienia lub ± 50 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Czas działania oraz resetowania	
Czas działania (zmiana 0,1 Hz/s)	Zazwyczaj 7,5 cyklu
Czas działania (zmiana 0,3 Hz/s)	Zazwyczaj 7,0 cyklu
Czas działania (zmiana 0,5 Hz/s)	Zazwyczaj 6,5 cyklu

23.7.3 SZYBKIE OBNIŻENIE CZĘSTOTLIWOŚCI

Parametr roboczy	Częstotliwość i szybkość zmiany częstotliwości
Podczęstotliwość poziom pobudzenia	Od 20,00 do 65,00 Hz w krokach co 0,01
Poziom pobudzenia df/dt	od -10,00 do -0,10 Hz/s w krokach co 0,01 Hz/s
Zwłoka czasowa pobudzenia	0,000 - 6000,000 s w krokach co 0,001 s
Zwłoka czasowa spadku	0,000 - 6000,000 s w krokach co 0,001 s
Dokładność częstotliwości	250 mHz/s lub 3,5% (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Dokładność timera	±3% czasu działania lub ±¼ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa)

23.7.4 ZABEZPIECZENIE SZYBKOŚCI ZMIANY CZĘSTOTLIWOŚCI

Dokładność	
Poziom pobudzenia	Od 0,10 do 15,00 Hz/s w krokach co 0,01
Dokładność poziomu (df/dt)	80 mHz/s lub 3,5% (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Spadek	96% poziomu pobudzenia
Czas działania oraz resetowania	
Czas działania	Zazwyczaj 10 cykli przy 2 × pobudzenie Zazwyczaj 9 cykli przy 3 × pobudzenie Zazwyczaj 8 cykli przy 5 × pobudzenie
Dokładność timera	±2% ustawienia opóźnienia lub ±50 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
95% czasu ustawienia dla df/dt	<24 cykle

23.8 WYDAJNOŚĆ FUNKCJI MONITOROWANIA I STEROWANIA

23.8.1 NADZÓR NAD PRZEKŁADNIKIEM PRĄDOWYM

Poziom pobudzenia 3I0	Od 0,050 do 30,000 × przekładnik prądowy w krokach co 0,001 × przekładnik prądowy (faza przekładnik prądowy)
Poziom pobudzenia IG	Od 0,050 do 30,000 × przekładnik prądowy w krokach co 0,001 × przekładnik prądowy (uziemiające przekładnik prądowy)
Poziom pobudzenia 3V0	Od 0,02 do 3,00 × przekładnik napięciowy w krokach co 0,01 × przekładnik napięciowy (faza przekładnik napięciowy)
CTS różn. poziom pobudzenia	Od 0,050 do 30,000 × przekładnik prądowy w krokach co 0,001 × przekładnik prądowy
Zakres zbocza	Od 0 do 100% w krokach co 1%
Iloraz poziomu pobudzenia	Od 0,00 do 1,00 (I _{min} /I _{max})
Spadek	Od 97 do 98% pobudzenia
Dokładność poziomu	Dla 0,1 do 2 × przekładnik prądowy: ±0,5% odczytu lub ±0,4% wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2 × przekładnik prądowy: ±1,5% odczytu
Czas działania	Typowo <12 ms przy 3 × pobudzenie przy 60 Hz Typowo <15 ms przy 3 × pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność timera	±3% ustawienie opóźnienia lub ±¼ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Resetowanie CTS	<40 ms

23.8.2 NADZÓR NAD PRZEKŁADNIKIEM NAPIĘCIOWYM

Szybkie działanie bloku	<25 ms
Szybki reset bloku	<40 ms
Time Delay	±2% lub 40 ms, w zależności od tego, która wartość jest większa

23.8.3 MARTWY BIEGUN

Dokładność wartości progowej prądu	
Poziom pobudzenia	±5%
Spadek	±5%
Dokładność wartości progowej napięcia	
Poziom pobudzenia	±5%
Spadek	±5%

23.8.4 MONITOROWANIE STANU WYŁĄCZNIKA ORAZ WARUNKÓW ZADZIAŁANIA

Timery	±40 ms lub 2% (w zależności od tego, która wartość jest większa)

23.8.5 TIMERY EDYTORA RÓWNAŃ FLEXLOGIC

Timer kondycjonujący wyjścia	Ustawienie $\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności od tego, która wartość jest większa
Timer kondycjonujący wstrzymywania	Ustawienie $\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności od tego, która wartość jest większa
Timer kondycjonujący impulsowy	Ustawienie $\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności od tego, która wartość jest większa

23.8.6 MONITOROWANIE ZASILANIA DC

Zakres pomiarowy	Od 19 V do 300 V
Tolerancja	$\pm 5\%$ lub 1,5 V (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Pobudzenie	100% ustawienia $\pm$ tolerancja *
Spadek	Histereza 2% 102% ustawienia $\pm$ tolerancja dla limitu górnego * 98% ustawienia $\pm$ tolerancja dla limitu dolnego *
Czas działania	Ustawienie $\pm 2\%$ lub 500 ms (w zależności od tego, która wartość jest większa)
Czas rozłączania	<250 ms
* Testowane w temp. 21°C	

23.8.7 POLEDISKREP

Dokładność poziomu (prąd)	0,1 < I < 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 0,5\%$ odczytu lub $\pm 0,4\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) I > 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 1,5\%$ odczytu
Poziom spadku	Od 96 do 99% limitu prądu
Dokładność timera	$\pm 3\%$ czasu działania lub ± 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa)

23.8.8 SYN.KONTR.AUTO

Pobudzenie kąta fazowego	(Ustawienie -2°) $\pm 1^\circ$
Spadek kąta fazowego	(Ustawienie -1°) $\pm 1^\circ$
Pobudzenie częstotliwości poślizgowej	$\pm 0,01$ Hz
Spadek częstotliwości poślizgowej	(0,95 × ustawienie) $\pm 0,01$ Hz

23.8.9 WSPOL. MOCY

Poziom Switch-in (Włączenie)	Wyprzedzenie 0,01 do opóźnienia 1 do 0,01 w krokach co 0,01

Poziom Switch-out (Wylączenie)	Wyprzedzenie 0,01 do opóźnienia 1 do 0,01 w krokach co 0,01
Opóźnienie	od 0,000 do 6000,000 w krokach co 0,001 s
Minimalne napięcie robocze	Od 0,00 do $1,25 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co $0,01 \times$ przekładnik napięciowy
Dokładność poziomu	± 0.02
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm 1\frac{1}{4}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.8.10 PRĄD ŁUKOWY WYŁĄCZNIKA

Poziom alarmu	Od 0 do 50 000 kA2-cykl w krokach co 1 kA2-cykl
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub ± 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Timery	± 40 ms lub 2%, w zależności od tego, która wartość jest większa

23.8.11 POPRAWNE DZIAŁANIE WYŁĄCZNIKA

Dokładność timerów	± 160 ms lub 3%, w zależności od tego, która wartość jest większa

23.8.12 PRZYWRÓCENIE PODNAPIĘCIA

Poziom napięcia minimalnego	Od 0,000 do $1,250 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co $0,001 \times$ przekładnik napięciowy
Poziom częstotliwości minimalnej	Od 20,00 do 65,00 Hz w krokach co 0,01 Hz
Time Delay	Od 0 do 6000,000 w krokach co 0,001
Timer sekwencji niekompletnej	Od 1 do 10 000 min w krokach co 1
Dokładność poziomu	$\pm 0,5\%$ odczytu od 10 do 208 V
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm 1\frac{1}{4}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.8.13 DETEKcja HARMONICZNYCH

Parametr roboczy	Druga, trzecia, czwarta, piąta harmoniczna prądu lub THD na fazę
Dokładność timera	Harmoniczna: $\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm 1\frac{1}{4}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania THD: $\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub ± 3 cykle (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Czas działania	Mniej niż $1\frac{1}{2}$ cyklu

23.8.14 JAKOŚĆ MOCY

23.8.14.1 ZAKŁÓCENIA NAPIĘCIA

Wzrost napięcia	
Poziom pobudzenia	Od 0,02 do $3,00 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co 0,01
Spadek	Od 97 do 98% pobudzenia
Pickup Delay (Opóźnienie pobudzenia)	Od 0,000 do 6000,000 s w krokach co 0,001 s (czas określony)
Czas działania	<25 ms przy $1,1 \times$ pobudzenie przy 60 Hz <30 ms przy $1,1 \times$ pobudzenie przy 50 Hz
Dokładność taktowania	$\pm 0,5\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm 1/4$ cykli mocy (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania
Spadek napięcia	
Poziom pobudzenia	Od 0,00 do $1,50 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co 0,01
Spadek	Od 102 do 103% pobudzenia
Dokładność poziomu	$\pm 0,5\%$ odczytu od 10 do 208 V
Pickup Delay (Opóźnienie pobudzenia)	Od 0,000 do 6000,000 s w krokach co 0,001 s (czas określony)
Czas działania	<20 ms przy $0,90 \times$ pobudzenie przy 60 Hz <25 ms przy $0,90 \times$ pobudzenie przy 50 Hz

23.8.14.2 PRZERWA W NAPIĘCIU

Minimalne napięcie	Od 0,00 do $1,50 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co $0,01 \times$ przekładnik napięciowy
Poziom pobudzenia	Od 0,00 do $1,50 \times$ przekładnik napięciowy w krokach co $0,01 \times$ przekładnik napięciowy
Spadek	Od 101 do 104% pobudzenia

23.8.15 ZABEZPIECZENIE ZIMNEGO ROZRUCHU OBCIĄŻENIA

Poziom pobudzenia	Od 0,000 do $30,000 \times$ przekładnik prądowy w krokach co $0,001 \times$ przekładnik prądowy
Spadek	$0,05 \times$ przekładnik prądowy ustalone
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm 1/4$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.8.16 AUTOMATYCZNE PONOWNE ZAMKNIĘCIE

Próby ponownego załączenia	Maksymalnie cztery (4) przed blokadą
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm 1/4$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.8.17 BŁĄD WYŁĄCZNIKA

Poziom pobudzenia	Od 0,001 do 30,000 × przekładnik prądowy w krokach co 0,001 × przekładnik prądowy
Dokładność poziomu	Dla 0,1 do 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 0,5\%$ odczytu lub $\pm 0,4\%$ wartości znamionowej (w zależności od tego, która wartość jest większa) Dla > 2,0 × przekładnik prądowy: $\pm 1,5\%$ odczytu
Spadek	Od 96 do 99% pobudzenia
Dokładność timera	$\pm 3\%$ lub 1 cykl (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.8.18 TIMERY FLEX LOGIC

Timer kondycjonujący wyjścia	Nastawa $\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności, która z tych wielkości jest większa
Timer kondycjonujący wstrzymywania	Nastawa $\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności, która z tych wielkości jest większa
Timer kondycjonujący impulsowy	Nastawa $\pm 2\%$ lub 50 ms, w zależności, która z tych wielkości jest większa

23.8.19 TIMERY FLEX LOGIC

Detekcja HiZ/HiF	
Metoda HiZ/HiF	Neutralne (obliczone) / Szczątkowe (zmierzone) oparte na prądzie (HiZ IN)
Zasady wykrywania neutralnego/szczałkowego	RMS OC, Deviation RMS, Delta Energy, Relative Wav Rand, Harm Ph Angle, Harm AND Energy
Sygnały wejścia w metodzie neutralnej/szczałkowej	In (obliczony) lub ISEF (zmierzony); Vn (obliczony), dla nadzoru kierunkowego
Typowy odstęp czasu detekcji neutralnej/szczałkowej	Adaptacyjny od 2 do kilku cykli

23.8.20 SZYNA WYZWOLENIA (WYZWOLENIE BEZ FLEXLOGIC)

Trip Bus	
Liczba elementów:	6
Liczba wejść	16
Zwłoka czasowa pobudzenia:	od 0,000 do 6000,000 w krokach co 0,001 s
Zwłoka czasowa zwolnienia:	od 0,000 do 6000,000 w krokach co 0,001 s
Czas działania:	<2 ms przy 60 Hz
Dokładność timera	$\pm 3\%$ zwłoki czasowej lub $\pm 1/4$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.8.21 ELEMENTY CYFROWE

Elementy cyfrowe	
Liczba elementów:	64
Sygnał działania:	dowolny operand FlexLogic
Czas działania:	Elementy cyfrowe są przetwarzane raz na cykl (16 ms przy 60 Hz, 20 ms przy 50 Hz)
Opóźnienie pobudzenia:	od 0,000 do 6000,000 w krokach co 0,001 s
Dropout Delay (Opóźnienie zwolnienia):	od 0,000 do 6000,000 w krokach co 0,001 s
Dokładność timera	$\pm 3\%$ ustawienia opóźnienia lub $\pm \frac{1}{4}$ cyklu (w zależności od tego, która wartość jest większa) od pobudzenia do zadziałania

23.9 POMIARY I REJESTRACJA

23.9.1 POMIARY

Parametr	Zakres		Tolerancja %	Tolerancja ABS
	Niski	Wysoki		
Wielkość prądu (zmierzona)	$0,05 \times I_n$ $2 \times I_n$	$2 \times I_n$ $30 \times I_n$	0,50% 1,00%	$0,002 \times I_n$ ---
Wykrywana wielkość prądu (zmierzona)	$0,002 \times I_n$ $0,2 \times I_n$	$0,2 \times I_n$ $3 \times I_n$ (jeśli przekładnik prądowy sec = 1 A) $0,6 \times I_n$ (jeśli przekładnik prądowy sec = 5 A)	0,50% 1,00%	$0,001 \times I_n$ ---
Wielkość napięcia (zmierzona)	10 V	300 V	0,5%	0,3 V
Wielkość prądu (obliczona)	$0,05 \times I_n$	$30 \times I_n$	2%	2% znamionowej
Wielkość napięcia (obliczona)	10 V	300 V	2%	2% znamionowej
Kąt prądu	$0,05 \times I_n$	$30 \times I_n$	---	1°
Kąt napięcia	10 V	300 V	---	1°
Częstotliwość	40 Hz	70 Hz	---	0,01 Hz
Moc czynna (waty)	$-0,8 < PF \leq -1,0$ oraz $0,8 < PF < 1,0$		$\pm 1,5\%$ odczytu	0,005 * wartość znamionowa kW
Moc bierna (Vars)	$-0,2 < PF \leq 0,2$		$\pm 1,5\%$ odczytu	0,005 * wartość znamionowa kVAr

23.9.2 REJESTRY ZAKŁÓCEŃ

Dokładność pomiaru rejestratora zakłóceń	
Liczba rekordów	Od 1 do 16
Szybkość próbkowania (próbki/cykl)	128\64\32\16\8
Wielkość i dokładność względna fazy	$\pm 5\%$ zastosowanych ilości
Dokładność pozycji wyzwalania	$\pm 2\%$

23.9.3 REKORDY ZDARZEŃ I ZWARĆ

Rekordy zdarzeń i zwarć	
Lokalizacja rekordu	Pamięć flash
Sposób wyświetlania	Wyświetlacz na panelu przednim lub oprogramowanie EnerVista Configuration
Sposób ekstrakcji	Ekstrakcja przez port USB lub Ethernet
Liczba rejestrów zwarć	Do 2048 rejestrów zwarć z sygnaturą czasową
Liczba rejestrów zwarć	Do 25

23.9.4 LOKALIZATOR ZWARĆ (REJESTRY ZWARĆ)

Dokładność	
Lokalizacja zwarcia	±3,5% długości linii do SIR 30 Warunki odniesienia: zwarcie bezpośrednie na linii
Metoda	Jednostronna

23.10 ZGODNOŚĆ Z PRZEPISAMI

Zgodność z wytycznymi Komisji Europejskiej dotyczącymi kompatybilności elektromagnetycznej, LVD i RoHS potwierdza się poprzez samocertyfikację.



23.10.1 ZGODNOŚĆ Z DYREKTYWĄ EMC: 2014/30/EU

Deklaracja zgodności dla danego produktu zawiera wykaz odpowiednich norm zharmonizowanych lub oceny zgodności zastosowanych w celu wykazania zgodności z dyrektywą w sprawie zgodności elektromagnetycznej EMC.

23.10.2 ZGODNOŚĆ EMC: NR 2574-14 RAMADAN 1436

Deklaracja zgodności dla danego produktu zawiera wykaz odpowiednich norm zharmonizowanych lub oceny zgodności zastosowanych w celu wykazania zgodności z dyrektywą w sprawie zgodności elektromagnetycznej EMC.

23.10.3 ZGODNOŚĆ Z DYREKTYWĄ LVD: 2014/35/EU

Deklaracja zgodności dla danego produktu zawiera wykaz odpowiednich norm zharmonizowanych lub oceny zgodności zastosowanych w celu wykazania zgodności z dyrektywą w sprawie zgodności elektromagnetycznej LVD.

Informacje związane z bezpieczeństwem, jak kategoria przepięcia instalacji I, stopień zanieczyszczenia i zakresy temperatur roboczych są określone w rozdziale „Dane techniczne” odpowiedniej dokumentacji produktu i/lub na etykiecie produktu.

O ile nie określono inaczej w rozdziale „Dane techniczne” odpowiedniej dokumentacji produktu, urządzenie jest przeznaczone wyłącznie do użytku w pomieszczeniach. Jeżeli wymagane jest użycie urządzenia na zewnątrz, musi być zamontowane w specjalnej szafce lub obudowie, aby zapewnić odpowiedni poziom ochrony przed spodziewanym środowiskiem zewnętrznym.

23.10.4 ZGODNOŚĆ LVD: NR 2573-14 RAMADAN 1436

Deklaracja zgodności (DoC) dotycząca danego produktu zawiera wykaz odpowiednich norm zharmonizowanych lub oceny zgodności zastosowanych w celu wykazania zgodności z dyrektywą niskonapięciową.

23.10.5 ZGODNOŚĆ Z DYREKTYWĄ ROHS 2011/65/UE ORAZ (UE) 2015/863

Produkt jest zgodny z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia stosowania niektórych niebezpiecznych substancji w sprzęcie elektrycznym i elektronicznym (dyrektywa RoHS 2011/65/UE). Zgodność ta została udowodniona testami przeprowadzonymi zgodnie z dyrektywą Rady zgodnie z normą EN 50581.

23.10.6 CHARAKTERYSTYKA MECHANICZNA

23.10.6.1 PARAMETRY FIZYCZNE

Pomiary fizyczne	
Typy obudowy	20TE

Pomiary fizyczne	
Masa (obudowa 20TE)	1,5 - 2 kg (w zależności od wybranych opcji konfiguracji)
Wymiary w mm (szer. × wys. × dł.) (obudowa 20TE)	Szer.: 102,4 mm Wys.: 177,0 mm Dł.: 185,6 mm
Montaż	Panel, regał

Pomiary fizyczne	
Typy obudowy	30TE
Masa (obudowa 30TE)	1,5 - 2,75 kg (w zależności od wybranych opcji konfiguracji)
Wymiary w mm (szer. × wys. × dł.) (obudowa 30TE)	Szer.: 154,2 mm Wys.: 177,0 mm Dł.: 185,6 mm
Montaż	Panel, regał

23.10.6.2 STOPIEŃ OCHRONY OBUDOWY

Przed kurzem i kapiącą wodą (panel przedni)	IP52 (20TE), IP54 (30TE) zgodnie z IEC 60529:2013
Ochrona z tyłu obudowy	IP20 zgodnie z IEC 60529:2013
Hałas	0 dB



Ostrzeżenie:

Aby zachować stopień ochrony IP20, po zakończeniu okablowania należy ponownie zainstalować tylną pokrywę zgodnie z dostarczonymi instrukcjami.

23.10.6.3 WYTRZYMAŁOŚĆ MECHANICZNA

Badanie odporności na drgania zgodnie z EN 60255-21-1:1988	Reakcja: klasa 2, Wytrzymałość: klasa 2
Odporność na wstrząsy i uderzenia zgodnie z EN 60255-21-2:1988	Reakcja na wstrząs: klasa 2, Wytrzymałość na wstrząs: klasa 1, Wytrzymałość na uderzenie: klasa 1
Badanie odporności na drgania zgodnie z EN 60255-21-3:1995	Klasa 2

23.10.6.4 WYDAJNOŚĆ OPAKOWANIA TRANZYTOWEGO

Zabezpieczenie kartonu opakowania podstawowego	ISTA 1C
Test ściskania	1,4 × obliczona siła
Badania odporności na drgania	4 orientacje, częstotliwość losowa, amplituda 22,45 mm, 1,15 G
Test wstrząsowy	10 zrzutów z wysokości 760 mm na różne powierzchnie, krawędzie, narożniki kartonu

23.11 DANE ZNAMIONOWE

23.11.1 WEJŚCIA POMIAROWE AC

Wejścia pomiarowe AC	
Częstotliwość znamionowa	50 Hz lub 60 Hz (ustawiane)
Zakres roboczy	40 Hz do 70 Hz
Rotacja fazy	ABC lub ACB

23.11.2 WEJŚCIA PRZEKŁADNIKA PRĄDOWEGO

Prąd AC	
Prąd znamionowy (I_n)	1 A oraz 5 A podwójny znamionowy*
Znamionowe obciążenie każdej fazy	<0,05 VA przy I_n
Wytrzymałość termiczna prądu przemiennego	Ciągły: $4 \times I_n$ 10 s: $30 \times I_n$ 1 s: $100 \times I_n$ Liniowy do $40 \times I_n$ (prąd przemienny bez offsetu)

Uwaga:

Pojedyncze wejście jest używane do aplikacji 1 A i 5 A. Działanie 1 A lub 5 A jest określone przez oprogramowanie w bazę danych produktu.

Uwaga:

Te specyfikacje dotyczą wszystkich przekładnik prądowy.

23.11.3 WEJŚCIA PRZEKŁADNIKA NAPIĘCIOWEGO

Napięcie AC	
Napięcie nominalne	Od 100 V do 120 V
Znamionowe obciążenie każdej fazy	<0,1 VA przy V_n
Wytrzymałość termiczna	Ciągły: $4 \times V_n$, 10 s: $5 \times V_n$

23.12 ZASILANIE

23.12.1 NAPIĘCIE ZASILANIA POMOCNICZEGO

Nominalny zakres roboczy	Od 24 do 250 V DC $\pm 20\%$ Od 110 do 240 V AC $-20\% + 10\%$
Maksymalny zakres roboczy	Od 19 do 300 V DC
Zakres częstotliwości dla źródła prądu przemiennego	45–70 Hz
Tętnienie	<15% dla źródła prądu stałego (zgodnie z IEC 60255-26:2013)

23.12.2 OBCIĄŻENIE ZNAMIONOWE

Obciążenie w stanie spoczynku w 20TE	8W
Obciążenie w stanie spoczynku w 30TE	12W
Dodatki do wyjść przekaźnikowych pod napięciem	0,2 W na przekaźnik wyjściowy zestyków wyzwalania 0,14 W na przekaźnik wyjściowy dla zestyków pomocniczych
Obciążenie wejścia optycznego	2 mA DC na każde wejście

23.12.3 PRZERWANIE ZASILANIA POMOCNICZEGO

Standard	IEC 60255-26:2013

Napięcie zasilania	Stan spoczynku / Połowa obciążenia	Pełne obciążenie
24 V DC	100 ms	100 ms
48 V DC	100 ms	100 ms
110 V DC	100 ms	100 ms
220 V DC	200 ms	200 ms

Uwaga:

Maksymalne obciążenie = zasilanie wszystkich wejść/wyjść. Stan spoczynku lub 1/2 obciążenia = zasilanie połowy wszystkich wejść/wyjść.

23.13 POŁĄCZENIA WEJŚCIA/WYJŚCIA

23.13.1 OPTOIZOLOWANE WEJŚCIA CYFROWE

Optoizolowane wejścia cyfrowe (wejścia optyczne)	
Zgodność	ESI 48-4
Napięcie znamionowe	Od 24 do 250 V DC
Wytrzymałość	300 V dc
Czas rozpoznawania bez ustawiania czasu odbicia	<1 ms
Ustawianie czasu odbicia	Od 1 do 50 ms, w krokach co 1 ms
Ciągły pobór prądu (obciążenie)	2 mA

23.13.1.1 ZNAMIONOWE PROGI POBUDZENIA I RESETOWANIA

Wybieralne napięcie progowe (poziom PU) *	24, 30, 48, 110, 220 V DC
Poziom DO	ustalony –20% poziomowi PU

Uwaga:

* Istnieją różne opcje ustawień wejść w zależności od wyboru w Cortec.

W przypadku opcji B, D i J (tylko wejścia z we/wy typu 1 w GNIEŹDZIE C i D. Patrz schemat połączeń elektrycznych 30TE): dostępny jest jeden zakres ustawień Opto Config (ustawienia globalnego napięcia znamionowego i charakterystyki).

W przypadku opcji C, E, F, G i H: dostępne są dwa zakresy ustawień Opto Config X 1 i 2 (ustawienia globalnego napięcia znamionowego X i charakterystyki X).

Więcej szczegółowych informacji można znaleźć w punkcie Konfiguracja wejść optycznych w rozdziale Cyfrowe we/wy i Edytor równań FlexLogic.

Uwaga:

Filtr jest wymagany w celu zabezpieczenia wejścia optycznego przed indukowanymi napięciami przemiennymi.

23.13.1.2 WEJŚCIA NADZORU OBWODU WYZWALAJĄCEGO IZOLOWANE OPTYCZNIE (TCS)*

Wejścia cyfrowe nadzoru obwodu wyzwalającego izolowane optycznie (TCS opto-inputs)	
Zgodność	ESI 48-4
Napięcie znamionowe	Od 24 do 250 V DC
Próg napięcia dla wejść TCS *	Ustalane lub konfigurowalne (zależne od Cortec)
Wytrzymałość	300 V DC
Czas rozpoznawania bez ustawiania czasu odbicia	<1 ms
Ciągły pobór prądu (obciążenie)	Od 1 do 2,5 mA

Uwaga:

* W przypadku opcji B, D i J (tylko wejścia z we/wy typu 1 w GNIEŹDZIE C i D. Patrz schematy połączeń elektrycznych dla 30TE): wejścia TCS (4 oraz 5) mają ustalone napięcie DC na poziomie 5 V, bez histerezy.
W przypadku opcji C, E, F, G i H: ustawienia globalnego napięcia znamionowego i charakterystyki wejścia TCS (4 i 5) są konfigurowalne według normalnych optoizolowanych wejść cyfrowych z dostępnymi dwiema opcjami zakresu (Opto Config 1 oraz Opto Config 2).

Uwaga:

* Lokalizacja tych wejść: patrz schematy połączeń elektrycznych.

23.13.2 ZESTYKI WYJŚCIOWE RL1, RL2 I RL3*

Zgodność	Zgodnie z IEC 60255-1:2009
Zastosowanie	Wyjścia przekaźnikowe ogólnego przeznaczenia do wyzwalania, otwierania i zamykania
Napięcie znamionowe	300 V
Maksymalny prąd ciągły	10 A
Krótkotrwała wytrzymałość prądowa	30 A przez 3 s 250 A przez 30 ms
Zdolność łączeniowa i rozłączeniowa, obciążenie rezystancyjne DC	50 W
Zdolność łączeniowa i rozłączeniowa, obciążenie indukcyjne DC	62,5 W (L/R = 50 ms)
Zdolność łączeniowa i rozłączeniowa, obciążenie rezystancyjne AC	2500 VA rezystancyjne ($\cos \phi = 1$)
Zdolność łączeniowa i rozłączeniowa, obciążenie indukcyjne AC	2500 VA indukcyjne ($\cos \phi = 0,7$)
Zdolność łączeniowa i przewodzenia, obciążenie rezystancyjne DC	30 A przez 3 s, 10000 operacji (pod warunkiem maksymalnego obciążenia 7500 W)
Zdolność łączeniowa, przewodzenia i rozłączeniowa, obciążenie rezystancyjne DC	4 A przez 1,5 s, 10000 operacji (z zastrzeżeniem powyższego limitu dla załączania i rozłączania, obciążenie rezystancyjne DC)
Zdolność łączeniowa, przewodzenia i rozłączeniowa, obciążenie indukcyjne DC	0,5 A przez 1 s, 10000 operacji (z zastrzeżeniem powyższego limitu dla załączania i rozłączania, obciążenie indukcyjne DC)
Zdolność łączeniowa, przewodzenia i rozłączeniowa, obciążenie rezystancyjne AC	30 A przez 200 ms, 2000 operacji (podlega powyższym ograniczeniom)
Zdolność łączeniowa, przewodzenia i rozłączeniowa, obciążenie indukcyjne AC	10 A przez 1,5 s, 10 000 operacji (podlega powyższym ograniczeniom)
Zestyk obciążony	Min. 10 000 operacji
Zestyk nieobciążony	Min. 100000 operacji
Czas działania	<5 ms
Czas zerowania	<5 ms

Uwaga:

* W przypadku 30TE, RL1, RL2 i RL3 są tylko dostępne dla we/wy typu 1 i 2. Więcej informacji: patrz schemat połączeń elektrycznych dla 30TE.

23.13.3 POMOCNICZE ZESTYKI WYJŚCIOWE

Zgodność	Zgodnie z IEC 60255-1:2009
Zastosowanie	Wyjścia przekaźnikowe ogólnego przeznaczenia do sygnalizacji
Napięcie znamionowe	300 V
Maksymalny prąd ciągły	5 A
Krótkotrwała wytrzymałość prądowa	10 A przez 3 s
Zdolność łączeniowa i rozłączeniowa, obciążenie rezystancyjne DC	24 W
Zdolność łączeniowa i przewodzenia, obciążenie rezystancyjne DC	10 A przez 3 s
Czas działania	<5 ms
Czas zerowania	<5 ms

23.13.4 ZESTYK ALARMOWY

Zastosowanie	Normalnie zamknięte nieprogramowalne zestyki do sygnalizacji poprawnego/wadliwego działania przekaźnika
Zdolność rozłączeniowa, obciążenie rezystancyjne DC	24 W

Uwaga:

Wyjścia przekaźnika 8 lub 6 („Błąd krytyczny” według schematów połączeń elektrycznych) to przekaźnik zestyku alarmowego urządzenia Multilin Agile.

23.14 WARUNKI ŚRODOWISKOWE

23.14.1 ZAKRES TEMPERATUR OTOCZENIA

Zgodność	IEC 60255-27:2014
Metoda badania	IEC 60068-2-1:2007 i IEC 60068-2-2 2007
Zakres temperatury roboczej	Od -25°C do +60°C (ciągłe)
Zakres temperatury do przechowywania i transportu	Od -40°C do +85°C (ciągłe)
Wysokość	do 2000 m

Zgodność	UL508
Metoda badania	UL508 – 18. wyd.
Zakres temperatury roboczej	od -25°C do +50°C

23.14.2 PRÓBA ZMĘCZENIA CIEPLNEGO

Próba zmęczenia cieplnego	
Metoda badania	IEC 60068-2-1: 2007 i 60068-2-2: 2007
Zakres temperatury roboczej	-25°C (96 godzin) +60°C (96 godzin)
Zakres temperatury do przechowywania i transportu	-40°C (96 godzin) +85°C (96 godzin)

23.14.3 ZAKRES WILGOTNOŚCI OTOCZENIA

Zgodność	IEC 60068-2-78: 2013 i IEC 60068-2-30: 2005
Wytrzymałość	56 dni przy 93% wilgotności względnej i +40°C
Wilgoć i gorąco, cyklicznie	sześć (12 + 12) godzinnych cykli, przy wilgotności względnej 93% oraz zakresie temperatury od +25°C do +55°C

23.15 TESTY TYPU

23.15.1 IZOLACJA

Zgodność	IEC 60255-27:2014
Rezystancja izolacji	> 100 M Ω przy 500 V DC (z wykorzystaniem wyłącznie elektronicznego/bezszcotkowego testera izolacji)

23.15.2 DROGA UPŁYWU I ODSTĘPY IZOLACYJNE

Zgodność	IEC 60255-27:2014
Stopień zanieczyszczenia	2
Kategoria przepięciowa	III
Napięcie probiercze udarowe (z wyjątkiem złącza RJ45)	5 kV
Napięcie probiercze udarowe (RJ45)	1 kV

23.15.3 WYTRZYMAŁOŚĆ WYSOKONAPIĘCIOWA (DIELEKTRYCZNA)

Zgodność z IEC	IEC 60255-27:2014
Pomiędzy wszystkimi niezależnymi obwodami	2 kV AC rms przez 1 minutę
Pomiędzy stykami otwartego zestyku alarmowego	1 kV AC rms przez 1 minutę
Pomiędzy wszystkimi zestykami RJ45 a przewodem ochronnym	1 kV AC rms przez 1 minutę
Zgodność z ANSI/IEEE	ANSI/IEEE C37.90-2005
Na zestykach otwartych przekaźników wyjściowych normalnie otwartych (RL1 do 3)	1,5 kV AC rms przez 1 minutę
Na zestykach otwartych normalnie otwartych przekaźników wyjściowych przełącznych (inne zestyki przekaźnika)	1 kV AC rms przez 1 minutę
Pomiędzy stykami otwartego zestyku alarmowego	1 kV AC rms przez 1 minutę

23.15.4 BADANIE NAPIĘCIA UDAROWEGO WYTRZYMYWANEGO

Zgodność	IEC 60255-27:2014
Pomiędzy zaciskami wszystkich niezależnych obwodów.	Czas początkowy: 1,2 μ s, czas do połowy wartości: 50 μ s, wartość szczytowa: 5 kV; 0,5 J
Pomiędzy komunikacją Ethernet a uziemieniem ochronnym	Czas początkowy: 1,2 μ s, czas do połowy wartości: 50 μ s, wartość szczytowa: 1 kV

Uwaga:

Wyjątek stanowią, stosownie do sytuacji, porty komunikacyjne oraz normalnie otwarte zestyki wyjściowe.

23.16 ZGODNOŚĆ ELEKTROMAGNETYCZNA

23.16.1 SERIA BADAŃ ZAKŁÓCEŃ WYSOKIEJ CZĘSTOTLIWOŚCI 1 MHz

Zgodność	IEC 60255-26:2013
Napięcie testowe w trybie wspólnym	2.5 kV
Napięcie testowe różnicowe	1.0 kV

23.16.2 BADANIE DRGAŃ TŁUMIONYCH

Zgodność	EN61000-4-18: 2011: Poziom 4: 3 MHz, 10 MHz oraz 30 MHz
Napięcie testowe w trybie wspólnym	4.0 kV

23.16.3 ODPORNOŚĆ NA WYŁADOWANIA ELEKTROSTATYCZNE

Zgodność	IEC 60255-26:2013
Warunek klasy 4	Wyładowanie 15 kV w powietrzu na interfejsie użytkownika, wyświetlaczu oraz nieosłoniętym elemencie metalowym
Warunek klasy 4	Wyładowanie 8 kV w kontakcie z odsłoniętą metaloplastyką i portem komunikacyjnym.

23.16.4 SZYBKOZMIENNE ZAKŁÓCENIA ELEKTRYCZNE LUB WYMAGANIA DOTYCZĄCE IMPULSU PRZEBICIA

Zgodność	EN61000-4-4:2012. Poziom ważności testu III i IV, IEC 60255-26:2013
Przeprowadzono dla wejść komunikacyjnych	Amplituda: 2 kV, częstotliwość serii impulsów 5 kHz oraz 100 kHz (poziom 4)
Przeprowadzono dla obwodu zasilania oraz wszystkich innych wejść oprócz wejść komunikacyjnych	Amplituda: 4 kV, częstotliwość serii impulsów 5 kHz oraz 100 kHz (poziom 4)

23.16.5 WYTRZYMAŁOŚĆ UDAROWA

Zgodność	IEEE/ANSI C37.90.1: 2012
Warunek 1	Szybkozmienny 4 kV oraz oscylacyjny 2,5 kV przeprowadzony w trybie wspólnym oraz różnicowym dla wejść optycznych, przekaźników wyjściowych, przekładnik prądowy, przekładnik napięciowy, zasilania
Warunek 2	Szybkozmienny 4 kV oraz oscylacyjny 2,5 kV przeprowadzony w trybie wspólnym dla portów komunikacyjnych, IRIG-B

23.16.6 TEST ODPORNOŚCI NA PRZEPIĘCIA

Zgodność z 61000-4-5:2014	IEC 61000-4-5:2014 Poziom 4, IEC60255-26:2013
Czas trwania impulsu	Czas do połowy wartości: 1,2/50 μ s
Miedzy wszystkimi grupami a zaciskiem ochronnego przewodu uziemiającego	Amplituda 4 kV
Pomiędzy zaciskami każdej grupy (z wyjątkiem portów komunikacyjnych, jeżeli dotyczy)	Amplituda 2 kV

23.16.7 ODPORNOŚĆ NA PROMIENIOWANĄ ENERGIĘ ELEKTROMAGNETYCZNĄ

Zgodność	IEC 60255-26:2013
Pasma częstotliwości	Od 80 MHz do 1,0 GHz
Testy punktowe przy	80, 160, 380, 450, 900, 1850, 2150 MHz
Probiercze natężenie pola	10 V/m
Badanie przy użyciu AM	1 kHz przy 80%
Zgodność	IEEE/ANSI C37.90.2: 2004
Pasma częstotliwości	Od 80 MHz do 1 GHz
Testy punktowe przy	80 MHz, 160 MHz, 450 MHz, 900 MHz oraz 900 MHz
Przebieg	1 kHz przy 80% AM modulowanym impulsowo
Natężenie pola	35 V/m

23.16.8 ODPORNOŚĆ NA PROMIENIOWANIE Z KOMUNIKACJI CYFROWEJ

Zgodność	IEC 61000-4-3: 2006, Poziom 4, IEC 60255-26:2013
Pasma częstotliwościowe	Od 800 do 960 MHz, od 1,4 do 2,7 GHz
Probiercze natężenie pola	10 V/m
Badanie przy użyciu AM	1 kHz przy 80%

23.16.9 ODPORNOŚĆ NA PRZEWODZONE ZABURZENIA INDUKOWANE PRZEZ POLA O CZĘSTOTLIWOŚCI RADIOWEJ

Zgodność	IEC 60255-26:2013, IEC 61000-4-6:2013 Poziom 3
Pasma częstotliwościowe	150 kHz do 80 MHz
Napięcie probiercze zaburzenia	10 V rms
Badanie przy użyciu AM	1 kHz przy 80%
Testy punktowe	27 MHz oraz 68 MHz

23.16.10 ODPORNOŚĆ NA POLA MAGNETYCZNE

Zgodność	IEC 61000-4-8:2010 Poziom 5 IEC61000-4-9:2016 IEC61000-4-110:2017 Poziom 5
Test IEC 61000-4-8	100 A/m podawane w sposób ciągły, 1000 A/m podawane przez 3 s
Test IEC 61000-4-9	1000 A/m podawane we wszystkich płaszczyznach
Test IEC 61000-4-10	100 A/m podawane we wszystkich płaszczyznach przy 100 kHz / 1 MHz, czas trwania impulsu 2 s

Uwaga:

Badanie pola magnetycznego o częstotliwości sieciowej zgodnie z normą IEC 61000-4-8 zwiększa dokładność pomiaru napięcia do 1%.

23.16.11 EMISJE PRZEWODZONE

Zgodność	IEC 60255-26:2013, EN 55016-2-1:2014
Próba zasilania 1	0,15–0,5 MHz, 79 dB μ V (quasi-szczytowa) 66 dB μ V (średnia)
Próba zasilania 2	0,5–30 MHz, 73 dB μ V (quasi-szczytowa) 60 dB μ V (średnia)

23.16.12 EMISJA PROMIENIOWANIA

Zgodność	EN 55022: 2010, IEC 60255-26:2013
Próba 1	30–230 MHz, 40 dB μ V/m przy odległości pomiarowej 10 m
Próba 2	230 - 1 GHz, 47 dB μ V/m przy odległości pomiarowej 10 m
Próba 3	1–6 GHz, 76 dB μ V/m przy odległości pomiarowej 10 m

23.16.13 ODPORNOŚĆ NA ZABURZENIA O CZĘSTOTLIWOŚCI SIECIOWEJ

Zgodność	IEC 60255-26:2013
Wejścia optyczne	Tryb współbieżny 300 V (klasa A) Tryb różnicowy 150 V (klasa A)

ZAŁĄCZNIK A

OPCJE ZAMAWIANIA

Informacje wymagane przy składaniu zamówienia:

Wersje		Numer zamówienia													
		1 - 4	5	6	7	8	9	10	11	12-13	14	15			
Zastosowanie linii zasilającej Multilin Agile															
Zabezpieczenie zarządzania linią zasilającą - kierunkowe (z wejściami napięciowymi i prądowymi)	P14D														
Zabezpieczenie zarządzania linią zasilającą - niekierunkowe (tylko wejścia prądowe)	P14N														
Zabezpieczenie napięciowe/prądowe - (tylko wejścia napięciowe)	P94V														
Opcje pakietu aplikacji															
Baza			B												
Baza + moc 32/32N, ponowne załączanie 79/25, częstotliwość df/dt, lokalizator zwarć 21FL	P14D	L													
P14DL + HIF uszkodzony przewód (tylko SEF przekładnik prądowy)**/TGFD przejściowe zwarcie doziemne (standardowo tylko przekładnik prądowy)***	P14D	Z													
Baza + ponowne załączanie 79	P14N	L													
P14NL + HIF uszkodzony przewód (tylko SEF przekładnik prądowy) ***	P14N	Z													
baza + ponowne załączanie 79/25	P94V	P													
Wejścia prądowe/napięciowe															
Tylko standardowe uziemienie	P14D/N	1													
napięcia przekładnik prądowy	P94V	1													
Czułe zabezpieczenie ziemnozwarciowe przekładnik prądowy	P14D/N	2													
Opcje sprzętowe		Obudowa													
EIA RS485 komunikacja szeregową - z portem inżynierskim RJ45 (tylko)	20TE/30TE	2													
EIA RS485 komunikacja szeregową i magistrala Ethernet stacji - pojedynczy kanał RJ45 miedziany	20TE/30TE	5													
EIA RS485 komunikacja szeregową i magistrala Ethernet stacji - pojedynczy kanał światłowodowy	20TE/30TE	6													
2 × EIA RS485 szeregowy, 2 × RJ45 Ethernet (konfigurowalne PRP/HSR/LLA) oraz 1 × RJ45	20TE	A													
2 × EIA RS485 szeregowy, 2 × światłowodowy Ethernet (konfigurowalne PRP/HSR/LLA) oraz 1 × RJ45	20TE	B													
2 × EIA RS485 szeregowy, 2 × światłowodowy Ethernet (konfigurowalne PRP/HSR/LLA) oraz 1 × światłowodowy	20TE	C													
1 × EIA RS485 szeregowy, 2 × RJ45 Ethernet (konfigurowalne PRP/HSR/LLA) oraz 1 x RJ45	30TE	D													
1 × EIA RS485 szeregowy, 2 × światłowodowy Ethernet (konfigurowalne PRP/HSR/LLA) oraz 1 x RJ45	30TE	E													
1 × EIA RS485 szeregowy, 2 × światłowodowy Ethernet (konfigurowalne PRP/HSR/LLA) oraz 1 x RJ45	30TE	F													

Wersje		Numer zamówienia													
	1 - 4	5	6	7	8	9	10	11	12-13	14	15				
Opcje wejścia/wyjścia binarnego		Obudowa													
5 wejść (2 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 7 wyjść + Zestyk alarmowy		20TE		B											
8 wejść (2 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 5 wyjść + Zestyk alarmowy		20TE		C											
11 wejść (2 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 11 wyjść Zestyk alarmowy		20TE/30TE		D											
14 wejść (2 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 9 wyjść + Zestyk alarmowy		20TE/30TE		E											
16 wejść (4 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 11 wyjść Zestyk alarmowy		30TE		F											
22 wejść (4 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 15 wyjść Zestyk alarmowy		30TE		G											
30 wejść (6 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 21 wyjść Zestyk alarmowy		30TE		H											
24 wejść (6 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 25 wyjść Zestyk alarmowy		30TE		J											
16 wejść (4 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 11 wyjść Zestyk alarmowy (końcówki oczkowe)		30TE		P											
22 wejść (4 do nadzoru obwodu wyzwalającego) + 15 wyjść Zestyk alarmowy (końcówki hybrydowe oczkowe + stykowe)		30TE		R											
Protokoły komunikacyjne/cyberbezpieczeństwo															
DNP3.0/Modbus/IEC 60870-5-103		2													
IEC 61850/DNP3.0/Modbus/IEC 60870-5-103		3													
IEC 61850/DNP3.0/Modbus/IEC 60870-5-103 + zaawansowane		4													
Obudowa															
20TE licowane (szerokość 4 cale) z wyświetlaczem tekstowym		BB													
30TE licowane (6 cali), 6 klawiszy funkcyjnych, 16 programowalnych diod LED i (wersja IEC)*		C													
30TE licowane (6 cali), 6 klawiszy funkcyjnych, 16 programowalnych diod LED i (wersja ANSI)*		E													
30TE licowane (6 cali), 6 klawiszy funkcyjnych, 16 programowalnych diod LED, sterowanie polem (wersja IEC)		G													
30TE licowane (6 cali), 6 klawiszy funkcyjnych, 16 programowalnych diod LED, sterowanie polem (wersja ANSI)		N													
Tylko aktualizacja oprogramowania (przez serwis posprzedażny)		0													
Język															
angielski (UK)/angielski (USA)/francuski/hiszpański/rosyjski/turecki		0													
angielski (UK)/angielski (USA)/polski/niemiecki		1													

Nowa opcja

Nowa opcja

Nowa opcja

Wersje	Numer zamówienia																				
											1 - 4	5	6	7	8	9	10	11	12-13	14	15
Wersja oprogramowania																					
08: HIF, Ring TBs, wsparcie językowe PL, DE, IEC 61850, zaawansowane cyberbezpieczeństwo i ulepszenia logiki											08										Nowa opcja
06: Ruchome średnie zabezpieczenie przeciwprzepięciowe, V/Hz (P94VB), IEC61850 ulepszenia LN i oprogramowania											06										
05: 30TE, TGFD, YN, 32N, 27Q/T, 21BL, rozszerzone we/wy, IEC61850 i ulepszenia zaawansowanego cyberbezpieczeństwa											05										
03: Szybki reset błędu wyłącznika, IEC61850 dodatki LN, inne ulepszenia oprogramowania											03										
Konfiguracja niestandardowa/Regionalizacja																					
Normalna (standardy IEC oraz ustawienia domyślne na bazie 50 Hz/1 A)											0										
Konfiguracja domyślna na rynek IEEE - angielski (USA), konfiguracja wstępna 60 Hz oraz 5 A, specyficzna dla klienta											6										
											A										
Sufiks konstrukcji sprzętu																					
Model ulepszony											E										

Uwaga

- * Marka P40 Agile Enhanced (20TE) została przemianowana na Multilin Agile (20TE) ma schemat jednokreskowy do sterowania, ale tylko z podstawowym, ustalonym szablonem pola. Opcje **G** i **N** są wymagane do konfigurowalnego schematu mimicznego
- ** HiF (tylko SEF przekładnik prądowy) obsługiwane tylko w wersji 30TE (6 cali). W przypadku modeli 20TE należy kontaktować się z firmą GE Vernova, aby potwierdzić dostępność
- *** TGFD (ze standardowym przekładnik prądowy)

ZAŁĄCZNIK B

USTAWIENIA I SYGNAŁY

Tabele zawierające pełną listę ustawień dla każdego modelu znajdują się w osobnym pliku programu Excel dołączonym jako zasób osadzony. Aby uzyskać dostęp do pliku arkusza kalkulacyjnego, należy kliknąć poniższy przycisk.

Ten plik nastaw i sygnałów obejmuje wersję oprogramowania 08A zabezpieczeń pola i silnika.

Uwaga:

Może zostać otwarte okno dialogowe Otwórz plik z komunikatem ostrzegawczym o potencjalnych szkodach spowodowanych przez programy, makra lub wirusy. Dostarczony plik nie zawiera żadnych szkodliwych treści i można go bezpiecznie otworzyć.

Ustawienia I Sygnały

ZAŁĄCZNIK C

SCHEMATY POŁĄCZEŃ

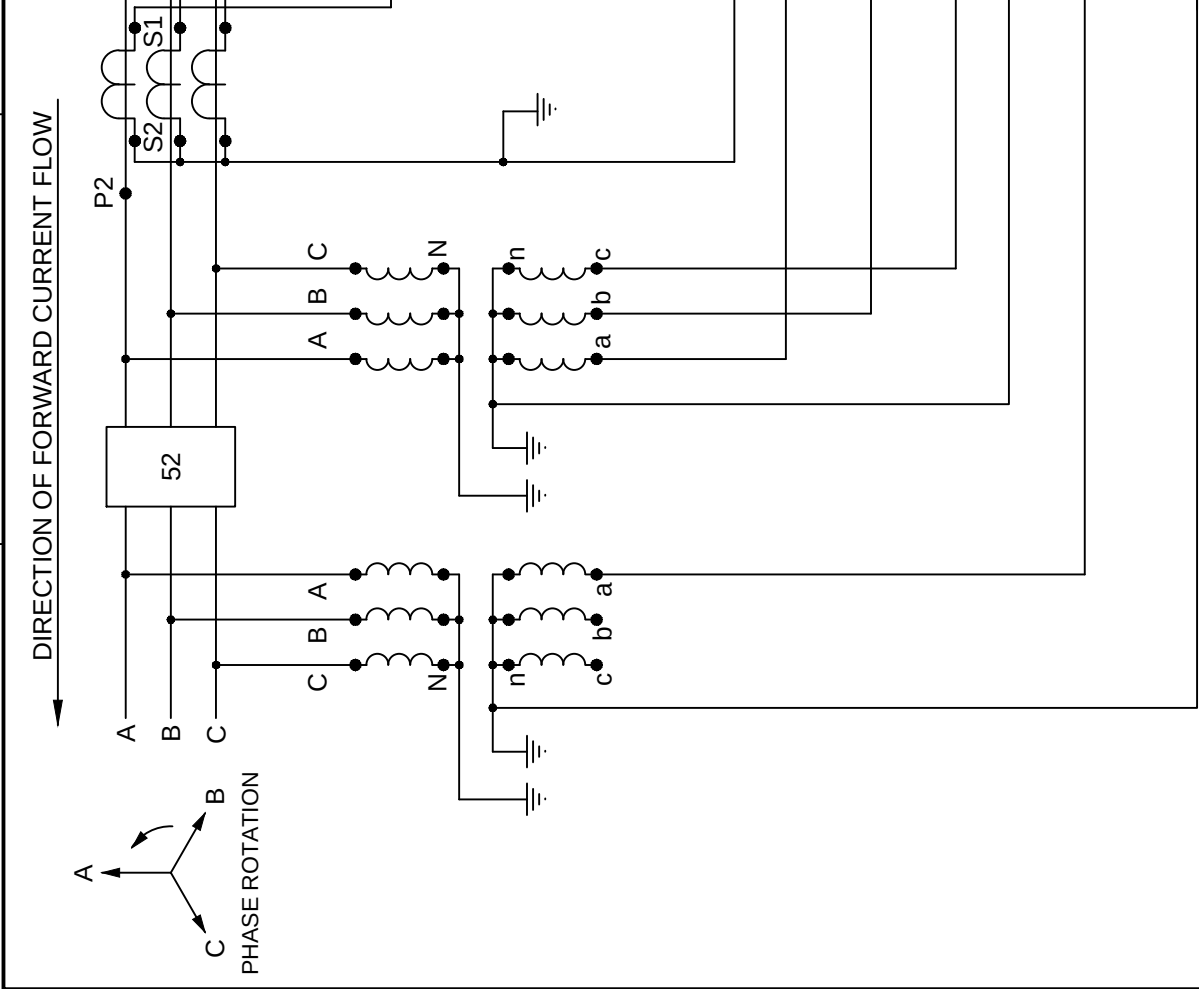


Table 1

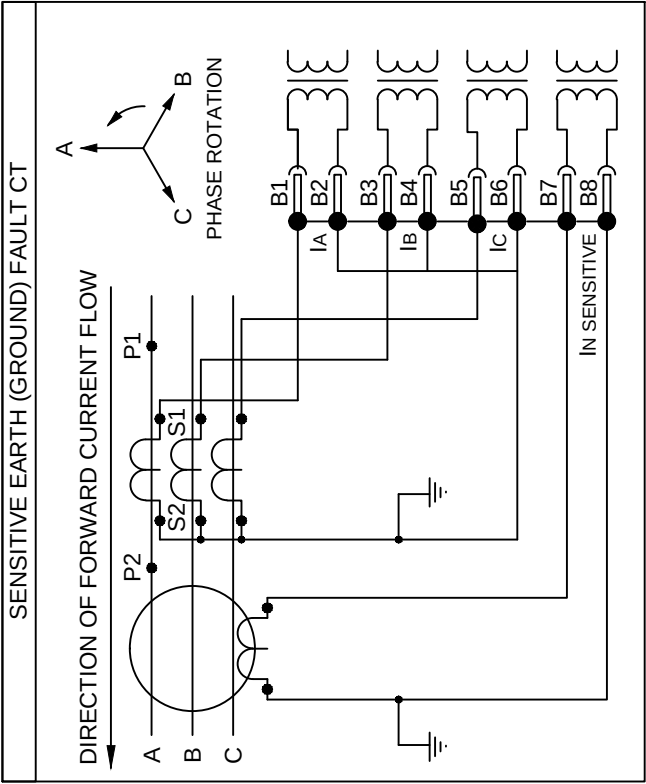
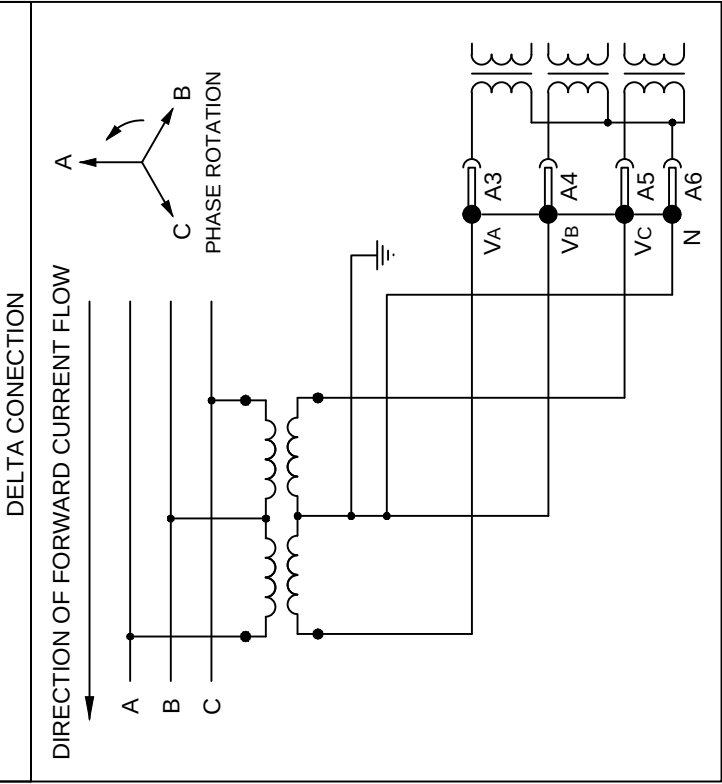
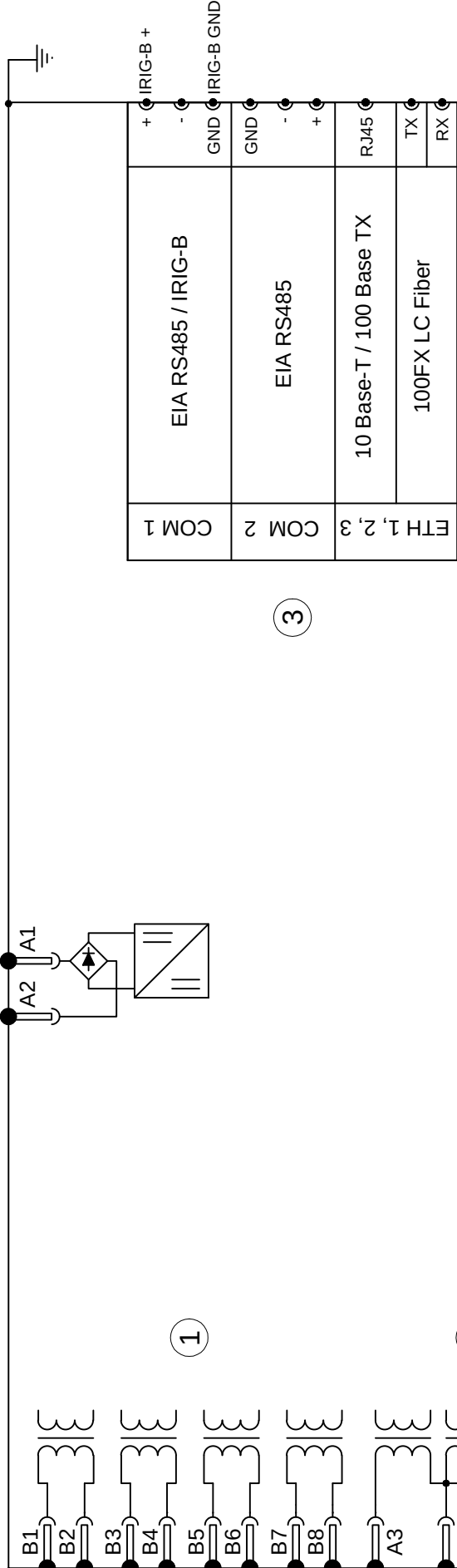


Table 2



A.C./D.C. SUPPLY

CASE EARTH CONNECTION



P14D

Table 3

COMMUNICATIONS				
CORTEC DIGIT 7	COM 1	COM 2	ETH1	ETH 2
2	EIA RS485/IRIG-B	-	RJ45 ENG PORT	-
5	EIA RS485/IRIG-B	-	RJ45	-
6	EIA RS485/IRIG-B	-	Fiber	-
A	EIA RS485/IRIG-B	EIA RS485	RJ45	RJ45
B	EIA RS485/IRIG-B	EIA RS485	RJ45	Fiber
C	EIA RS485/IRIG-B	EIA RS485	Fiber	Fiber

Table 4

INPUT/OUTPUT		
ORDER CODE DIGIT (8)	DESCRIPTION	SLOT
	D	C
B	5 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 7 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 1
C	8 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 5 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2
D	11 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs + 1 Watchdog	I/O TYPE 1
E	14 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 9 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2

Notes

- Standard Earth (Ground) Fault CT typical connections (Order code digit '6', option '1'). For Sensitive Earth (Ground) Fault CT connections (Order code digit '6', option '2'), refer Table 1.
- Wye VT typical connections. For Delta connections, refer Table 2.
- For Communication interface options, refer to Table 3.
- For Input/Output options, refer to Table 4.
- (*) To be replaced by Slot digit (e.g. C1 for using Slot C in first input).
- Outputs working as "Relay 1 - Trip" and "Critical Fail" only in I/O when located in Slot D.
- Maximum continuous current supported by outputs 1, 2 and 3 of I/O type 1 and 2 is 10A. For all other outputs of different I/O types, it is 5A.

FIG. 1

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE (TBS)		NAME	DDMM/YY
INTERPRET DIM TOLERANCE PER ASME Y14.5/ISO 156868		DRAWN	N. M.
TOLERANCE MM: 1 PL +/- 2 PL +/- 3 PL +/- ANGLE +/-		CHECKED	22-01-21
TOLERANCE INCH: 1 PL +/- 2 PL +/- 3 PL +/- ANGLE +/-		APPROVED	
THIRD ANGLE PROJECTION		TITLE: P14D DIRECTIONAL PHASE OVERCURRENT IED, 201E CASE	
CTQ (Critical to Quality)		STATUS: APPROVED	
MAJOR TBD		FINISH:	
INSPECTION TBD		NEXT STAGE: 2	
SCALE:		PART NUMBER: C1542P1 REV F2	
SIZE:		DWG NO. C154201	
REV. ITR		REV. ITR	
F 2		F 2	
SHEET 1		SHEET 1	

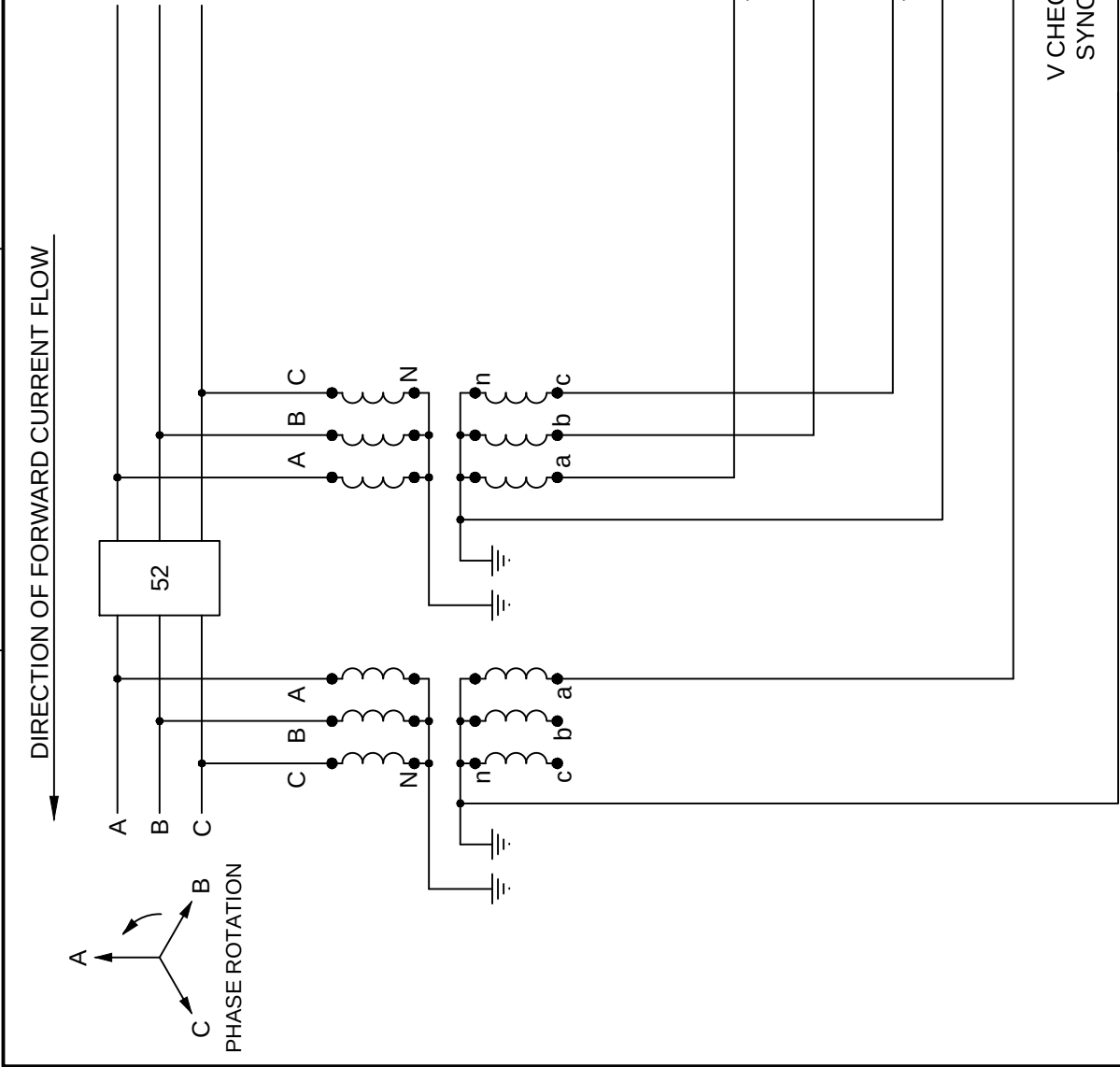


Table 1

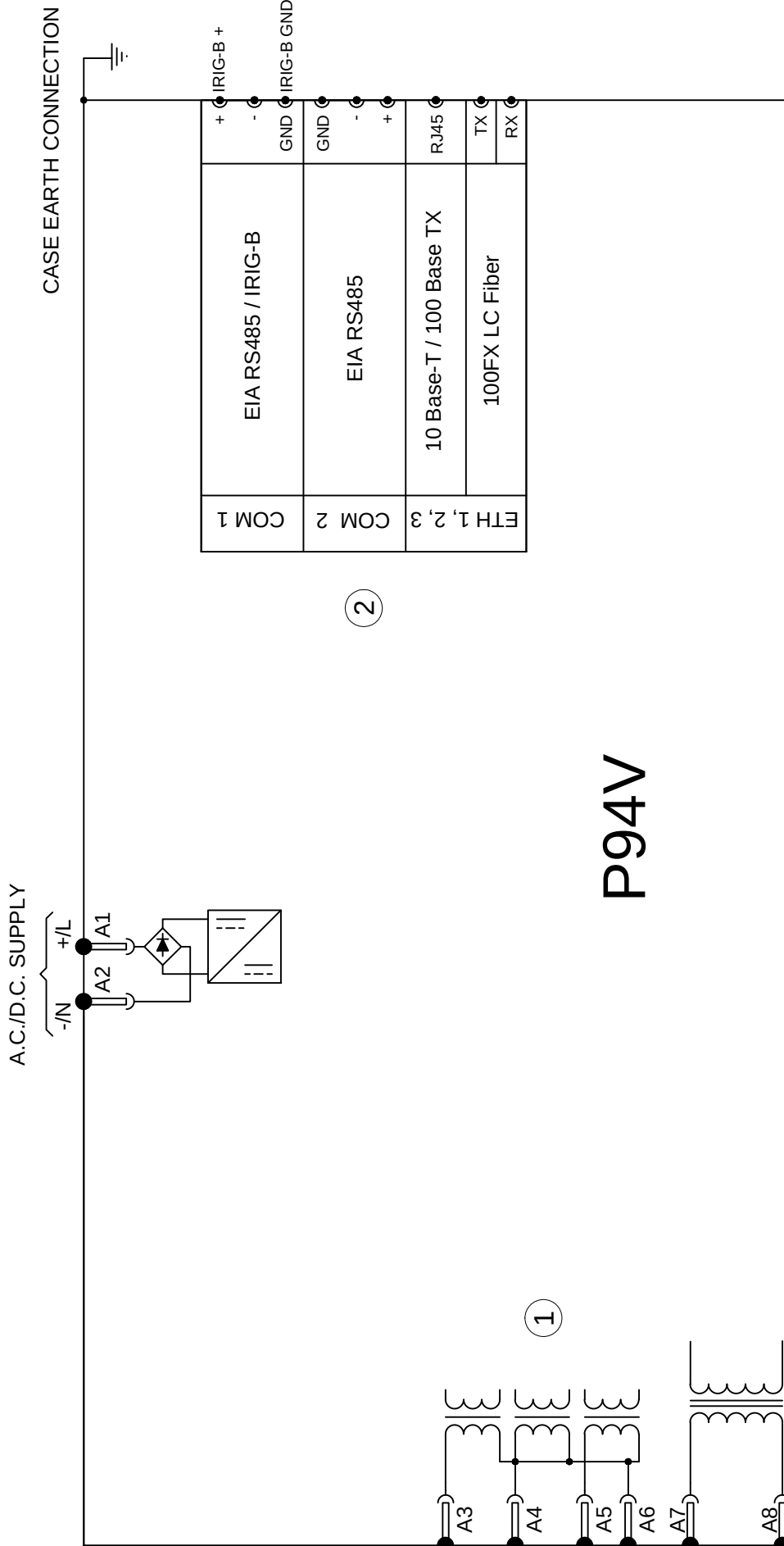
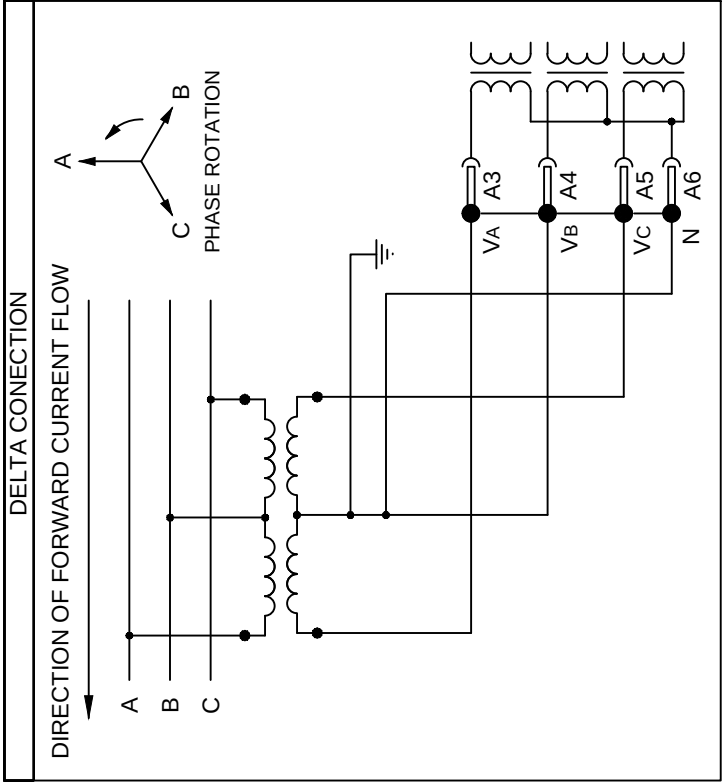


Table 2

COMMUNICATIONS			
CORTEC DIGIT 7	COM 1	COM 2	ETH1 ETH2 ETH3
2	EIA RS485/IRIG-B	-	RJ45 ENG PORT - -
5	EIA RS485/IRIG-B	-	RJ45 - -
6	EIA RS485/IRIG-B	-	Fiber - -
A	EIA RS485/IRIG-B	EIA RS485	RJ45 RJ45
B	EIA RS485/IRIG-B	EIA RS485	Fiber Fiber
C	EIA RS485/IRIG-B	EIA RS485	Fiber Fiber

Table 3

INPUT/OUTPUT			
	DESCRIPTION	SLOT	
		D	C
ORDER CODE DIGIT (8)	B	I/O TYPE 1	N/A
	C	I/O TYPE 2	N/A
	D	I/O TYPE 1	I/O TYPE 4
	E	I/O TYPE 2	I/O TYPE 4

Notes

1. Wye VT typical connections. For Delta connections, refer Table 1.
2. For Communication interface options, refer to Table 2.
3. For Input/Output options, refer to Table 3.
4. (*) To be replaced by Slot digit (e.g. C1 for using Slot C in first input).
5. Outputs working as "Relay 1 - Trip" and "Critical Fail" only in I/O when located in Slot D.
6. Maximum continuous current supported by outputs 1, 2 and 3 of I/O type 1 and 2 is 10A. For all other outputs of different I/O types, it is 5A.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE (TBS)		NAME	DDMMYY
INTERPRET DIM TOLERANCE PER ASME Y14.5/ISO 65888		DRAWN	N. M.
TOLERANCE MM: 1 PL +.1 2 PL +.1 ANGLE +.1		CHECKED	
TOLERANCE INCH: 1 PL +.1 2 PL +.1 3 PL +.1 ANGLE +.1		APPROVED	
THIRD ANGLE PROJECTION		FINISH:	
CTQ (Critical to Quality)		NEXT STAGE: 4	
MAJOR TBD		SCALE:	
INSPECTION TBD		PART NUMBER: C1542P3 REV F2	
REV. ITR		REV. ITR	
F 2		F 2	
SHEET 3		SHEET 3	



Grid Solutions
GE Power Management
AV PINOA 10, 48170 ZAMUDIO (SPAIN)

TITLE:
P94V VOLTAGE & FREQUENCY
IED, 20TE CASE

STATUS:
APPROVED

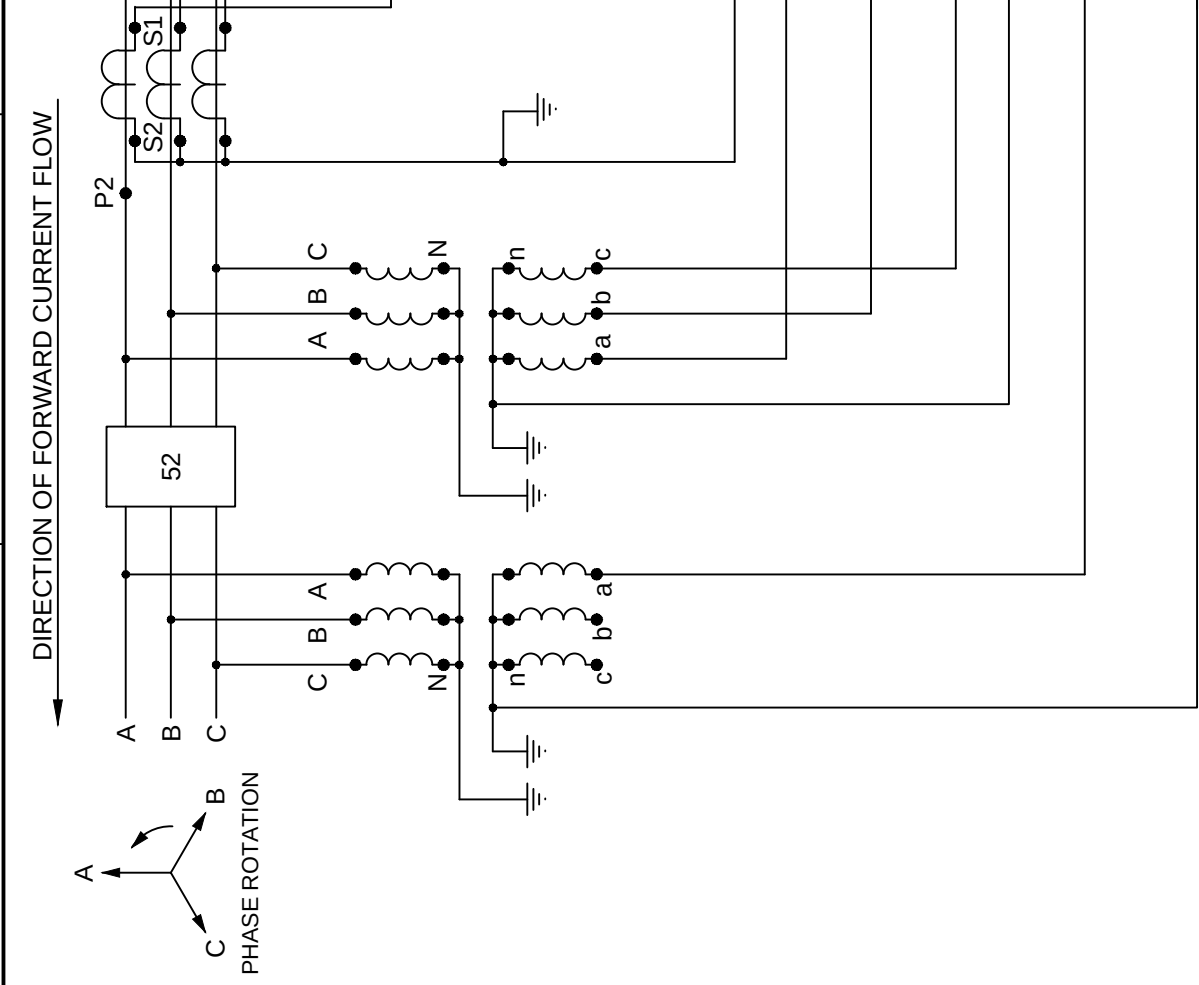


Table 1

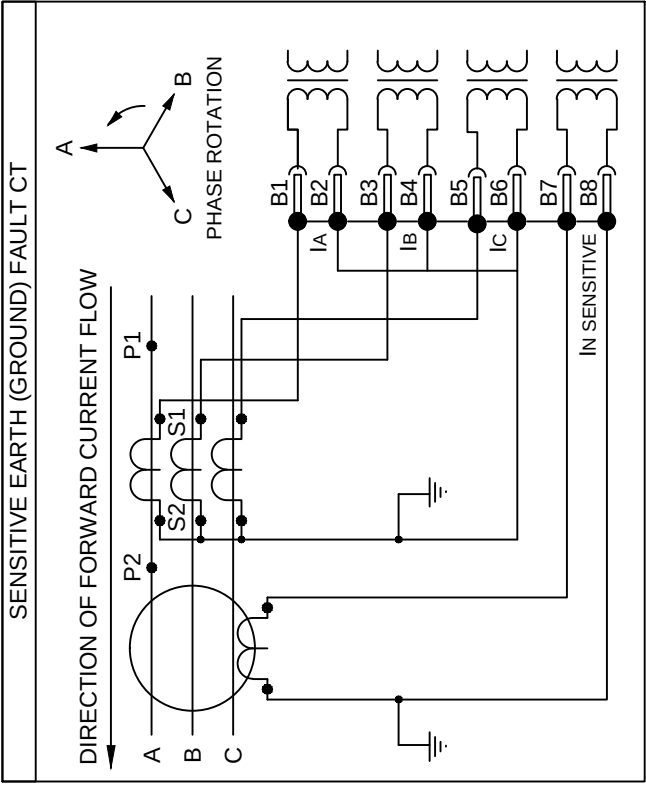
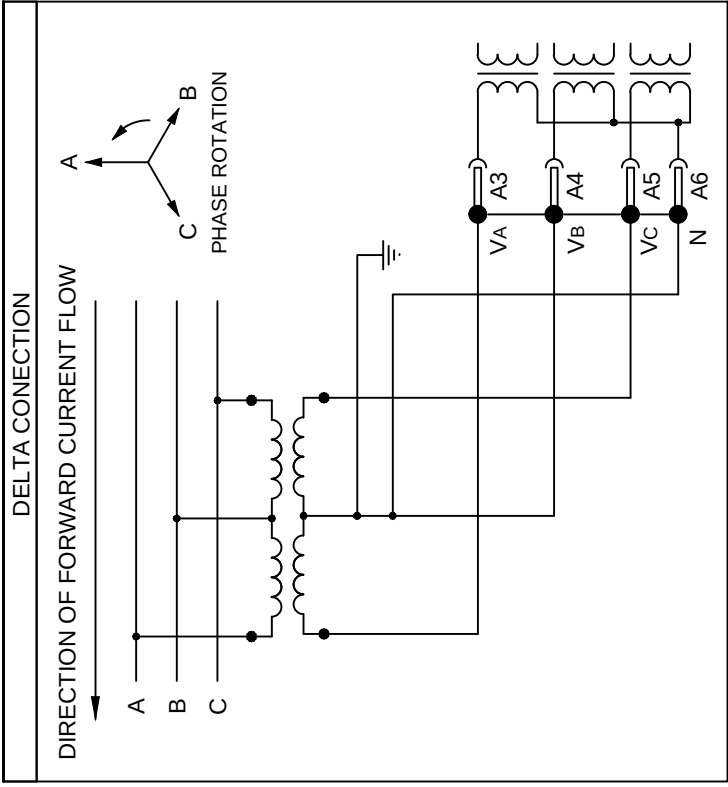
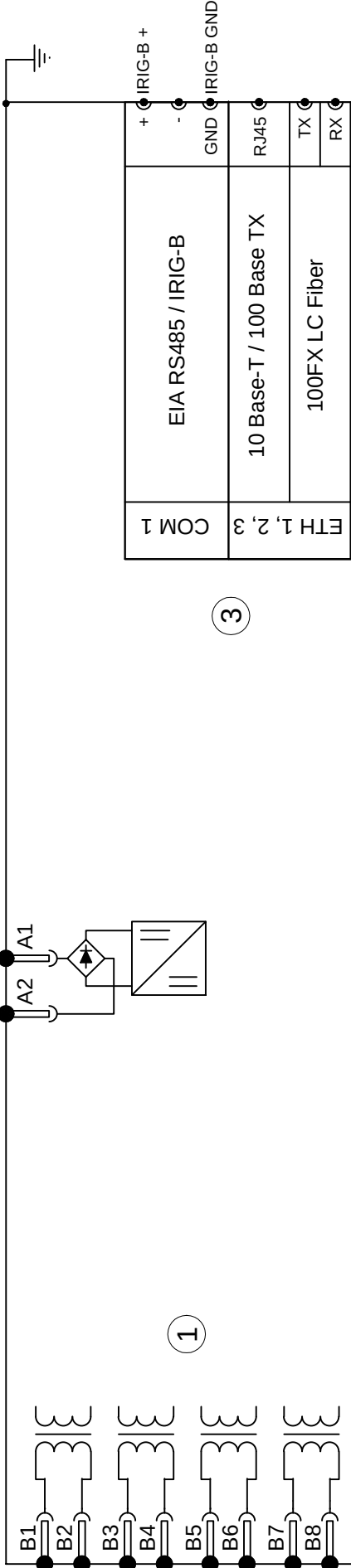


Table 2



A.C./D.C. SUPPLY

CASE EARTH CONNECTION



P14D

Table 3

COMMUNICATIONS				
ORDER CODE DIGIT 7	COM 1	ETH1	ETH 2	ETH3
2	EIA RS-485	RJ45 ENG PORT	-	-
5	EIA RS-485	RJ45	-	-
6	EIA RS-485	Fiber	-	-
D	EIA RS-485	RJ45	RJ45	RJ45
E	EIA RS-485	RJ45	Fiber	Fiber
F	EIA RS-485	Fiber	Fiber	Fiber

Table 4

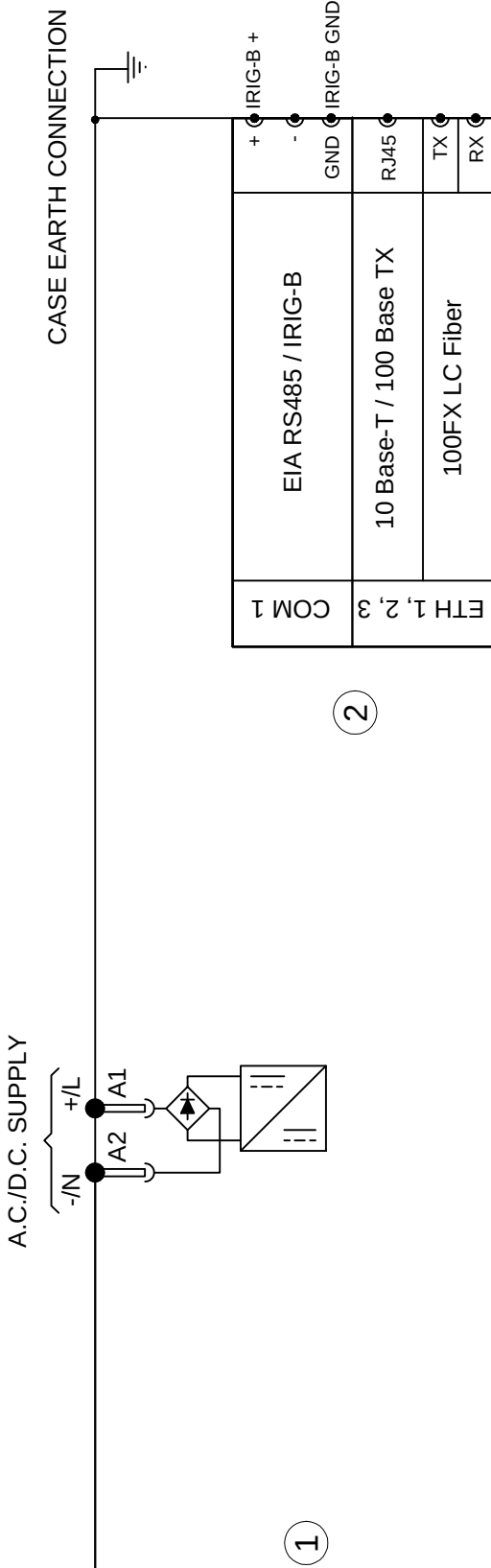
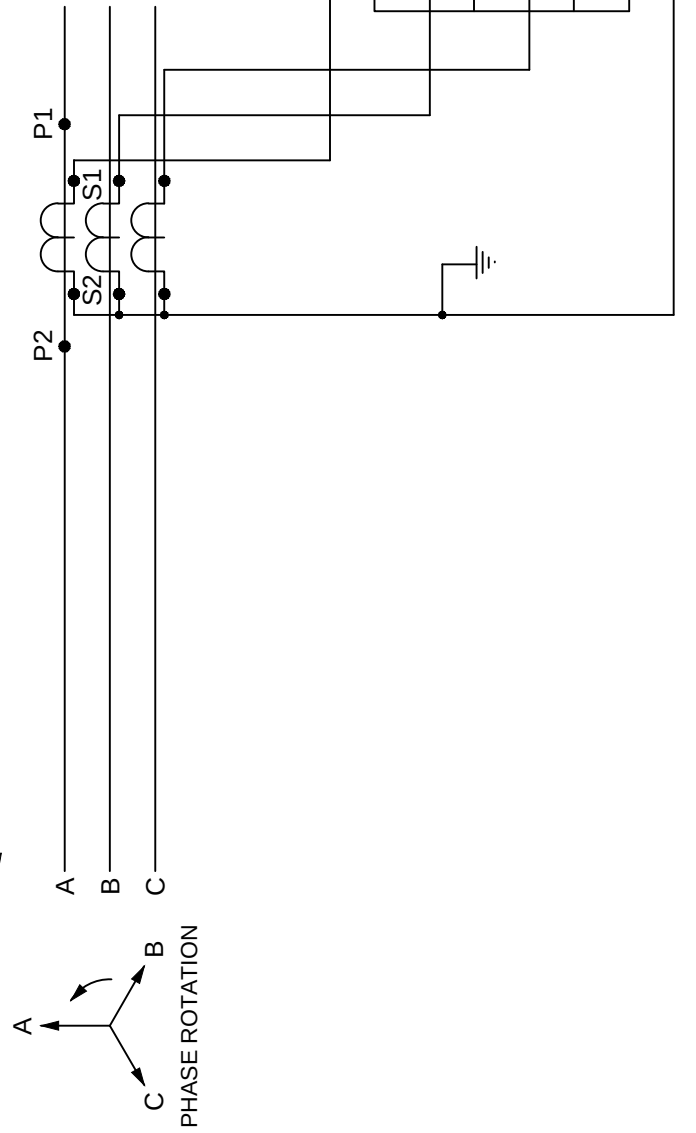
INPUT/OUTPUT				
DESCRIPTION	SLOT			
	F	E	D	C
11 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 1	I/O TYPE 3	NA	NA
14 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 9 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	NA	NA
16 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	NA	I/O TYPE 2	NA
22 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 15 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	I/O TYPE 2	NA
30 inputs (6 for Trip Circuit Supervision) + 21 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	I/O TYPE 2	I/O TYPE 2
24 inputs (6 for Trip Circuit Supervision) + 25 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	I/O TYPE 1	I/O TYPE 1
16 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs + 1 watchdog (Ring terminals)	I/O TYPE 2	N/A	N/A	I/O TYPE 2
22 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 15 outputs + 1 watchdog (Ring + Pin hybrid terminals)	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	N/A	I/O TYPE 2

Notes

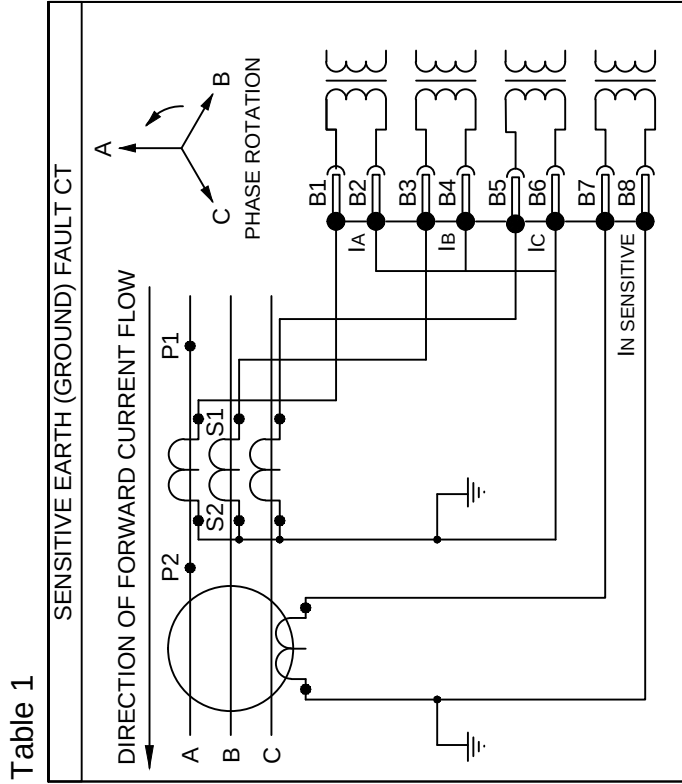
- Earth fault typical CT connections (Order Code Digit 6, option 1). For Sensitive Earth Fault CT option (Order Code Digit 6, option 2) see table 1.
- Wye VT typical connections. For Delta connections see table 2.
- For Order Code Communication options see table 3.
- For Order Code input/output options see table 4. N/A (not available)
- (*) To be replaced by Slot digit (e.g. C1 for using Slot C in first input).
- Outputs working as "Relay 1 - Trip" and "Critical Fail" only in I/O when located in Slot F.
- Maximum continuous current supported by outputs 1, 2 and 3 of I/O type 1 and 2 is 10A. For all other outputs of different I/O types, it is 5A.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE (TBS)		NAME	DDMMYY
INTERPRET DIM TOLERANCE PER ASME Y14.5/ISO 85888		DRAWN	
TOLERANCE MM: 1 PL +/- 2 PL +/- 3 PL +/- ANGLE +/-		CHECKED	
TOLERANCE INCH: 1 PL +/- X 2 PL +/- XX 3 PL +/- XXX ANGLE +/- 0.5 DEG		APPROVED	16/06/23
THIRD ANGLE PROJECTION		MATERIAL:	
CTQ (Critical to Quality)		FINISH:	
MAJOR TBD		INSPECTION TBD	
NEXT STAGE: 7		SIZE: C	DWGS NO. C154206
SCALE:		PART NUMBER: C1542P6 REV C2	REV C 2
			SHEET 6

20 19 18 17 16 15 14 13 12 11



P14N



- Notes
- Earth fault typical CT connections (Order Code Digit 6, option 1). For Sensitive Earth Fault CT option (Order Code Digit 6, option 2) see table 1.
 - For Order Code Communication options see table 2.
 - For Order Code input/output options see table 3. N/A (not available).
 - (*) To be replaced by Slot digit (e.g. C1 for using Slot C in first input).
 - Outputs working as "Relay 1 - Trip" and "Critical Fail" only in I/O when located in Slot F.
 - Maximum continuous current supported by outputs 1, 2 and 3 of I/O type 1 and 2 is 10A. For all other outputs of different I/O types, it is 5A.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE (TBS)		NAME	DDMMYY
INTERPRET DIM TOLERANCE PER ASME Y14.5/ISO 8013		DRAWN	CHECKED
TOLERANCE MM: 1 PL +/- .X 2 PL +/- .XX 3 PL +/- .XXX ANGLE +/- .5 DEG		APPROVED	I.V.
THIRD ANGLE PROJECTION		FINISH:	
CTQ (Critical to Quality)		MAJOR	
INSPECTION		TBD	
NEXT STAGE: 8		SCALE:	
PART NUMBER: C1542P7 REV C2		SHEET 7	

Grid Solutions GE Power Management AV. PNOA 10. 48170 ZAMUDIC (SPAIN)		STATUS:	
P14N NON-DIRECTIONAL PHASE OVERCURRENT IED, 30TE CASE		REV	
SIZE: C		C154207	
DWG NO.		REV	
C		2	
PART NUMBER: C1542P7 REV C2		SHEET 7	

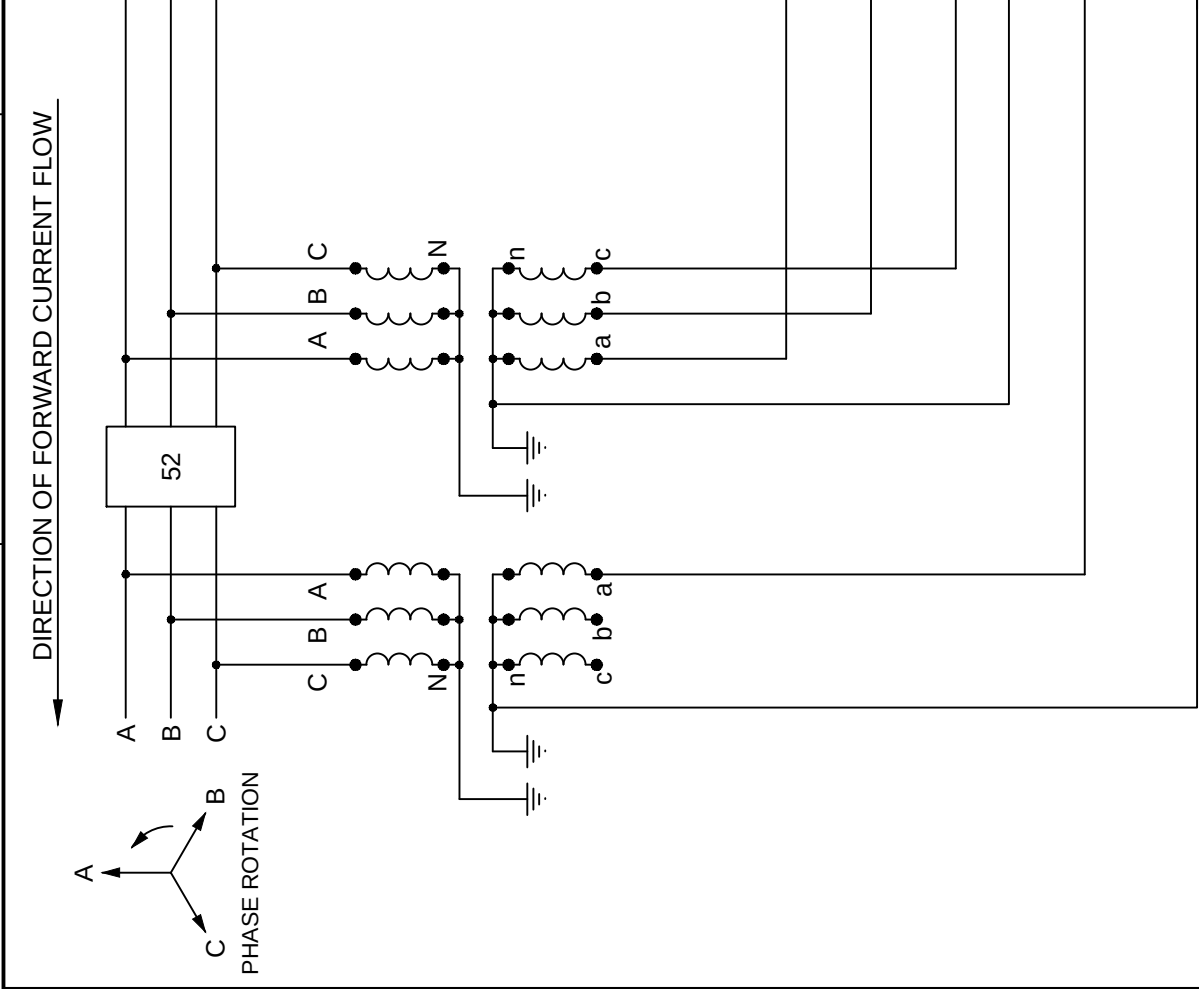


Table 1

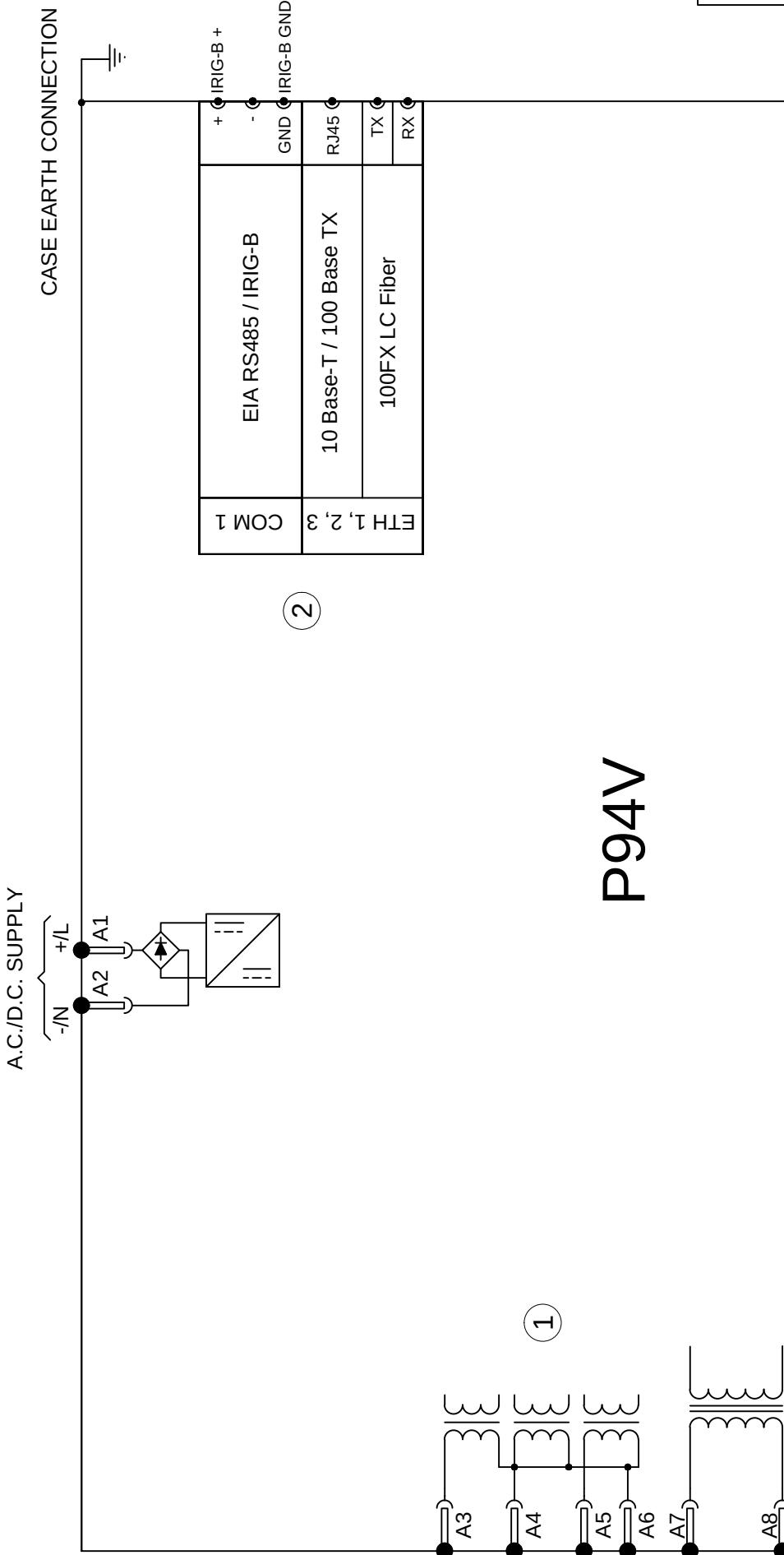
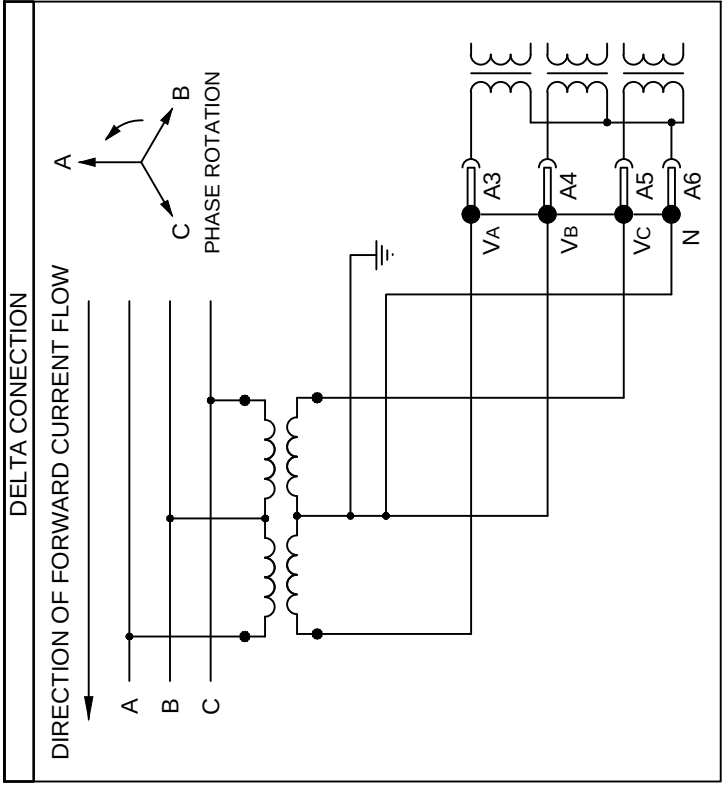


Table 2

COMMUNICATIONS			
ORDER CODE DIGIT 7	COM 1	ETH1	ETH2
2	EIA RS-485	RJ45 ENG PORT	-
5	EIA RS-485	RJ45	-
6	EIA RS-485	Fiber	-
D	EIA RS-485	RJ45	RJ45
E	EIA RS-485	RJ45	Fiber
F	EIA RS-485	Fiber	Fiber

Table 3

INPUT/OUTPUT			
DESCRIPTION	SLOT		
	F	E	D
11 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 1	I/O TYPE 3	NA
14 inputs (2 for Trip Circuit Supervision) + 9 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	NA
16 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	NA	I/O TYPE 2
22 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 15 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	I/O TYPE 2
30 inputs (6 for Trip Circuit Supervision) + 21 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	I/O TYPE 2
24 inputs (6 for Trip Circuit Supervision) + 25 outputs +1 Watchdog	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	I/O TYPE 1
16 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 11 outputs + 1 watchdog (Ring terminals)	I/O TYPE 2	N/A	I/O TYPE 2
22 inputs (4 for Trip Circuit Supervision) + 15 outputs + 1 watchdog (Ring + Pin hybrid terminals)	I/O TYPE 2	I/O TYPE 3	N/A

Notes

1. Wye VT typical connections. For Delta connections see table 1.
2. For Order Code Communication options see table 2.
3. For Order Code input/output options see table 3. N/A (not available).
4. (*) To be replaced by Slot digit (e.g. C1 for using Slot C in first input).
5. Outputs working as "Relay 1 - Trip" and "Critical Fail" only in I/O when located in Slot F.
6. Maximum continuous current supported by outputs 1, 2 and 3 of I/O type 1 and 2 is 10A. For all other outputs of different I/O types, it is 5A.

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS ARE (TBS)		NAME	DDMMYY
INTERPRET DIM TOLERANCE PER ASME Y14.5/ISO 80888		DRAWN	
TOLERANCE MM: 1 PL +/- .X 2 PL +/- .XX 3 PL +/- .XXX ANGLE +/- .5 DEG		CHECKED	
THIRD ANGLE PROJECTION		APPROVED	16/06/23
CTQ (Critical to Quality)		MATERIAL:	
MAJOR		FINISH:	
TBD		INSPECTION	
TBD		SCALE:	
NEXT STAGE: 9		SIZE:	C
PART NUMBER: C1542P8 REV C2		DWG NO.	C154208
SHEET 8		REV	C
I/T		2	

Grid Solutions GE Power Management AV PINOA 10, 48170 ZAMUDIC (SPAIN)		STATUS:	
P94V VOLTAGE & FREQUENCY IED, 30TE		CASE	
TITLE:		P94V VOLTAGE & FREQUENCY IED, 30TE	
16/06/23		I.V.	
COM 1		ETH1	
ETH2		ETH3	

ZAŁĄCZNIK D

POPULACJA WE/WY - TYP PŁYT (UŻYCIE I KONFIGURACJA)

Tabele zawierające pełną listę ustawień dla każdego modelu znajdują się w osobnym pliku Excel załączonym jako osadzony zasób. Aby uzyskać dostęp do pliku arkusza kalkulacyjnego, kliknij przycisk poniżej.

Uwaga:

Może zostać otwarte okno dialogowe Otwórz plik z komunikatem ostrzegawczym o potencjalnych szkodach ze strony programów, makr lub wirusów. Dostarczony plik nie zawiera żadnej szkodliwej zawartości i można go bezpiecznie otworzyć.

Populacja we/wy



GE VERNOVA