

Sterownik PLC jako urządzenie IED zgodne ze standardem IEC 61850

Andrzej Augusiak
Mateusz Breza
Filip Grabowski
Politechnika Gdańska

1. Wprowadzenie

Wraz z rozwojem elektroenergetyki, w stacjach i sieciach elektroenergetycznych instalowanych jest coraz więcej cyfrowych urządzeń i układów realizujących złożone funkcje sterownicze, nadzorujące i zabezpieczeniowe [1] [2]. Obecnie, większość z tych urządzeń standardowo umożliwia również zdalne sterowanie, monitoring i akwizycję danych, wykorzystując jeden z wielu protokołów opracowanych dla przemysłowych sieci komunikacyjnych.

Jednym z dynamicznie rozwijających się standardów w tym zakresie jest norma IEC 61850 [3], dedykowana dla systemów automatyki w stacjach elektroenergetycznych. Standaryzuje ona struktury danych opisujących wielorakie funkcje w urządzeniach elektroenergetycznych, a także wprowadza jednolite protokoły komunikacji pomiędzy tymi urządzeniami, z wykorzystaniem przemysłowej sieci ethernet [4]. Dzięki temu możliwa jest stosunkowo łatwa integracja cyfrowych urządzeń różnych producentów w jednej

sieci komunikacyjnej, bez konieczności stosowania urządzeń pośredniczących lub tłumaczących.

Wśród dostępnych na rynku urządzeń wykorzystujących standard IEC 61850 (urządzeń IED) na szczególną uwagę zasługują swobodnie programowalne sterowniki logiczne (PLC), które umożliwiają oprogramowanie różnych, często bardzo złożonych, funkcji użytkowych, a jednocześnie zapewniają zgodność tych funkcji z modelami danych IEC 61850 oraz wymianę informacji z innymi urządzeniami i systemami obsługującymi komunikację w tym standardzie (w tym z systemami SCADA).

Jednym z takich bardzo wszechstronnych urządzeń IED jest sterownik logiczny WAGO PFC200 (750-8212/025-001) [5], który został udostępniony Politechnice Gdańskiej przez przedsiębiorstwo WAGO ELWAG Sp. z o.o. [6] na potrzeby realizacji projektu Cyfrowego sterownika polowego przeznaczonego do stacji DC [7].

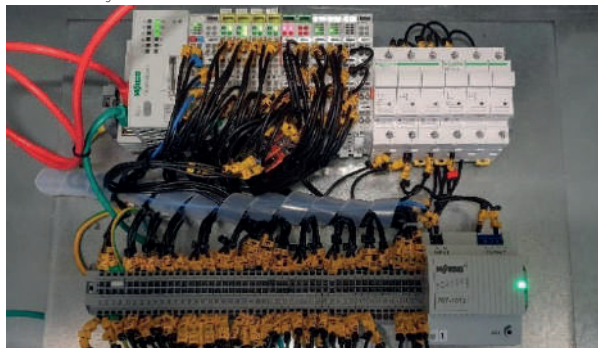
2. Projekt sterownika SBC-DC

W ramach projektu zaprojektowano, zbudowano, uruchomiono oraz przetestowano cyfrowy sterownik polowy o nazwie SBC-DC (ang. Station Bay Controller for DC) – rysunek 1. Urządzenie opracowano na bazie sterownika WAGO PFC200 i zainstalowano w rozdzielni konfiguracyjnej RKNN Laboratorium LINTE², gdzie pełni funkcje:

- zdalnego sterowania rozłącznikami [8],
- zdalnego nadzorowania stanów rozłączników,
- nadprądowego wyzwolenia rozłączników (zgodnie z przyjętą charakterystyką czasowo-prądową),
- zdalnego sterowania stycznikami [9],
- zdalnego nadzorowania stanów styczników,
- blokowania niewłaściwych operacji łączeniowych,
- odczytywania analogowych sygnałów pomiarowych napięcia DC i prądu DC z przetworników pomiarowych MHIT [10][11],
- synchronizacji wewnętrznego czasu sterownika sygnałem z serwerów NTP,
- Dodatkowo w ramach projektu opracowano:
- wizualizację stanów łączników i pomiarów w systemie SCADA,
- realizację sterowań w systemie SCADA.

W sterowniku uruchomiono algorytm PLC, a także serwer standardu IEC 61850-7-4 [12], będący modelem danych sterownika reprezentowanych w tym standardzie. Wykonano testy sprawdzające poprawność realizacji sterowań i wskazań pozycji obsługiwanych

Rys. 1. Sterownik SBC-DC w rozdzielni RKNN



nych łączników, a także poprawność odczytu pomiarów napięcia i prądu w obwodzie DC. Ponadto opracowano i przetestowano funkcję zabezpieczenia nadprądowego zgodnie z normą IEC 60255-151:2009 [13].

2.1 Realizacja sprzętowa sterownika SBC-DC

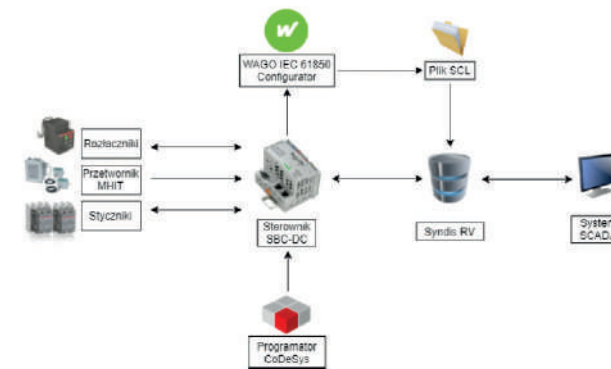
Urządzenie zbudowano w głównej mierze na bazie komponentów firmy WAGO z serii WAGO-I/O-SYSTEM 750/753 [14]. Szczegółowy spis elementów użytych do budowy sterownika zamieszczono w tabeli 1. Wybrany PLC posiada darmowe, przyjazne dla użytkownika środowisko programistyczne WAGO-I/O-PRO (oparte na środowisku CoDeSys v2.3) [15] [16] oraz spełnia założenia komunikacji zgodnej m.in. ze standardem IEC 61850 [17]. Na rysunku 2 przedstawiono schemat ideowy sterownika SBC-DC.

| | Nazwa | Szt. | Nr. producenta |
|----|--|----------|------------------|
| 1 | EPSITRON CLASSIC Power – zasilacz impulsowy 24V DC | 1 | 787-1606 |
| 2 | sterownik PFC200 | 1 | 750-8212/025-001 |
| 3 | moduł zasilający AC/DC | 1 | 750-612 |
| 4 | 4-kanalowe wejście dwustanowe | 4 | 753-440 |
| | Wtyki | | 753-110 |
| 5 | 4-kanalowe wejście analogowe, 4-20 mA | 1 | 750-455 |
| 6 | 4-kanalowe wejście analogowe, -10;10 mV | 1 | 750-457 |
| 7 | 4-kanalowe wyjście przekaźnikowe | 3 | 750-515 |
| 8 | moduł końcowy | 1 | 750-600 |
| 9 | listwa zaciskowa | 100 | 2002-1201 |
| 10 | podstawa bezpiecznikowa 3p, 10,3x38 | 1 | A9N15646 |
| 11 | bezpiecznik 10x38 | gG 2 A | 002620001 |
| 12 | | gG 1 A | 002620000 |
| 13 | | gG 0,5 A | 002620017 |

Tabela 1. Spis komponentów użytych do budowy sterownika

2.2 Funkcje sterownika SBC-DC

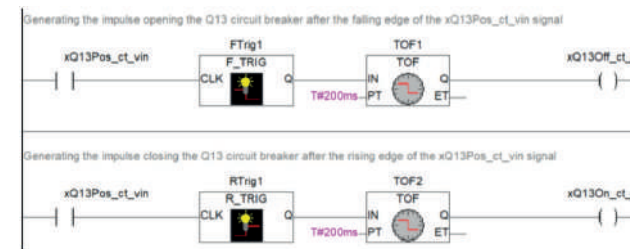
Projekt sterownika wykonano w programie WAGO I/O PRO 2.3 zintegrowanym ze środowiskiem CoDeSys v2.3.9.59. Utworzone w sterowniku



Rys. 2. Schemat ideowy sterownika SBC-DC

funkcje sterownicze, pomiarowe, sygnalizacyjne oraz zabezpieczeniową zrealizowano w oparciu o dwa języki programowania: LD (ang. Ladder Diagram) i ST (ang. Structured Text).

Funkcje sterownicze realizują sterowania pozycją łączników (rozłączników i styczników) obwodów silnoprądowych. Przykładowy fragment kodu z programu SBC-DC w języku LD przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Logika sterowania pozycją rozłącznika

Funkcje pomiarowe i sygnalizacyjne odpowiadają za właściwą obróbkę sygnałów z wejść analogowych i dwustanowych sterownika. W przypadku pomiarów, wartość z wejścia analogowego musi być odpowiednio przeskalowana na wartość rzeczywistą pomiaru. Fragment kodu skalującego pomiaru przedstawiono na rysunku 4, został on wyposażony w korektę, która odpowiada za kalibrację wartości rzeczywistej w oparciu o trend (1) wyznaczony na bazie testów opisanych w rozdziale 5.2.

$$rOffset = A \cdot x^3 + B \cdot x^2 + C \cdot x^1 + D \quad (1)$$

gdzie:

$rOffset$ – wartość dodawana do pomiaru,
 A, B, C, D – współczynniki wielomianu (trendu),
 x – argument, wartość z wejścia analogowego.

```

FUNCTION_BLOCK MeasScale_UModule_wthOffset
01 VAR_INPUT
02   wMeasBits: WORD;
03 END_VAR
04 VAR_OUTPUT
05   rMeasScaledValue: IEC61850_AT_FLOAT32;
06 END_VAR
07 VAR CONSTANT
08   rMeasRange: REAL = 400;
09   A: REAL = -1.50E-6;
10   B: REAL = 1.7E-3;
11   C: REAL = 2.97E-3;
12   D: REAL = 79.3E-3;
13   rMeasBitsUnsigned: REAL = 2#0111_1111_1111_1000;
14   wMeasBitsMaxRange: WORD = 2#1111_1111_1111_1000;
15 END_VAR
16 VAR
17   rOffset: REAL;
18   rMeasScaled: REAL;
19 END_VAR
20 END_FUNC

```

Rys. 4. Kod funkcji skalującej i dodającej korektę

W przypadku sygnałów dwustanowych ich wartość zazwyczaj nie wymaga obróbki. Wyjątkiem są sygnały o pozycji on/off rozłącznika, które w celu zgodności ze standardem IEC 61850 wymagają konwersji na zmienną dwubitową typu Dbpos (rys. 5).

```

FUNCTION Dbpos : ENUM61850_AT_Dbpos
VAR_INPUT
  Close: BOOL;
  Open: BOOL;
END_VAR

```

Dbpos.1 := Close;
 Dbpos.0 := Open;

Rys. 5. Konwersja zmiennych typu BOOL na zmienną dwubitową zgodną z IEC 61850

Funkcja zabezpieczeniowa zrealizowana w sterowniku dotyczy tylko zabezpieczenia czasowo nadprądowego (ang. time overcurrent). W funkcji wykorzystano wzory (2) i (3), wg. których wyliczany jest czas zwłoki rozłączenia obwodu. Została ona zrealizowana w oparciu o normę IEC 60255-151:2009 [13], a także o dokumentację przekaźnika U MLEs-PLV-Ts [18].

$$K = \left(\frac{A}{10^{0^x-1}} + B \right)^{-1} \quad (2)$$

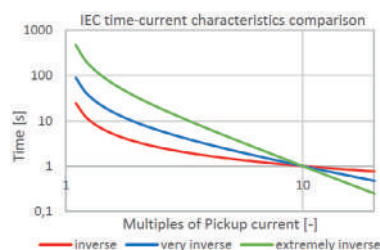
$$t(I) = \left(\frac{A}{(I/I_0)^n - 1} + B \right) \cdot K \cdot T_s \quad (3)$$

gdzie: A, B, α – współczynniki sprecyzowane w / w normie,
Ts – nastawa czasu opóźnienia dla krotności prądu I/Is=10.

W normie [13] opisane zostały trzy charakterystyki czasowo-prądowe (I-t) (rys. 6) różniące się czasami zadziałania zabezpieczenia. Ich parametry przedstawiono w tabeli 2.

| Nazwa charakterystyki | A | B | α |
|-------------------------|------|---|----------|
| IEC A Inverse | 0,14 | 0 | 0,02 |
| IEC B Very Inverse | 13,5 | 0 | 1 |
| IEC C Extremely Inverse | 80 | 0 | 2 |

Tabela 2. Wartości współczynników A, B i α



Rys. 6. Charakterystyki czasowo-prądowe IEC A, B i C po uwzględnieniu wytycznych z [18]

3. Implementacja standardu IEC 61850 w sterowniku SBC-DC

W ramach komunikacji sterownika z innymi urządzeniami IED oraz systemem sterowania nadrzędnego SCADA, uruchomiono w sterowniku serwer komunikacji wg. standardu IEC 61850 Ed.2. Standard ten umożliwia sprzężenie ze sobą urządzeń różnych producentów, rozpoznawanie urządzeń i ich funkcjonalności (na podstawie modelu wirtualnego) w sieci, do której są przyłączone, a także integruje i ułatwia nadzór wielu urządzeń automatyki rozproszonej.

Do konfiguracji komunikacji posłużyła zintegrowana z programem WAGO I/O PRO aplikacja WAGO IEC 61850 Configurator. Na rysunku 7 przedstawiono uruchomiony w sterowniku serwer komunikacji IEC61850, a dokładniej jego hierarchiczną strukturę drzewiastą, zbudowaną z elementów LD (Logical Device), LN (Logical Node), DO (Data Object) i DA (Data Attribute). Przy tworzeniu tej struktury przyjęto konwencję, że LD będą reprezentowały głów-

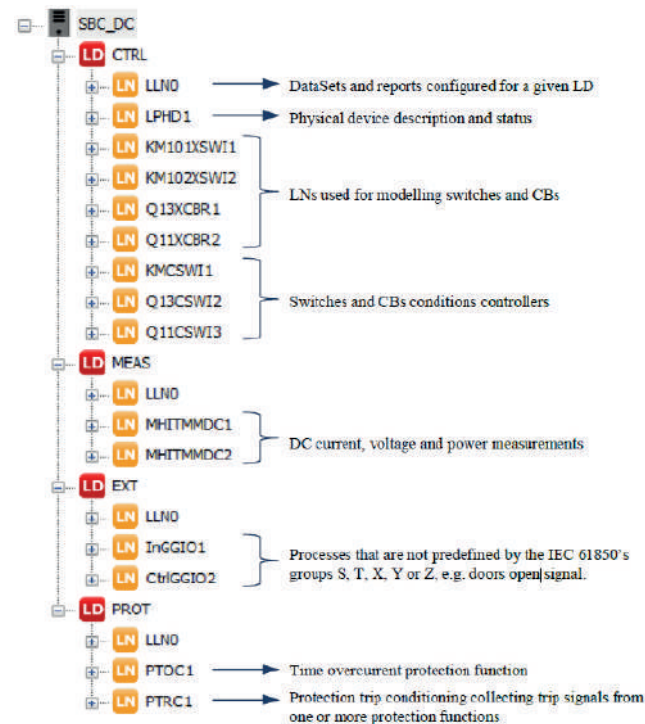
ne funkcje sterownika: sterownicze, pomiarowe, zabezpieczeniowe oraz rozszerzenia (np. sygnalizacja otwarcia drzwi rozdzielnic). Często stosowaną koncepcją jest także założenie, że każdy LD to odrębne urządzenie podlegające danemu IED (np. wyłączniki, mierniki, czujniki itp.).

Model danych IEC 61850 (rys. 7) odzwierciedla praktycznie wszystkie funkcje sterownika SBC-DC, w tym przede wszystkim opisane w punkcie 2 sterowania, pomiary, sygnalizacje oraz funkcję zabezpieczeniową. Wszystkie pomiary i statusy (Measured values, i Status informations [12]) zostały wpisane do osobnego dla każdego LN zestawu danych (ang. data set). Każdy zestaw danych przyporządkowano jednemu raportowi. Parametry raportów zostały ustawione zależnie od rodzaju przesyłanych danych, np. wyzwalanie przesyłania raportów dla statusów następuję trzema sposobami: Data Change, General Interrogation i Integrity period (co 1 s), dla pomiarów tylko poprzez General Interrogation i Integrity Period. Zarówno przesyłane raporty jak i każda dana w komunikacji IEC 61850 posiada znacznik czasu, który wszystkie urządzenia powinny mieć zsynchronizowane. Dlatego czas sterownika został zsynchronizowany przez NTP z serwerem czasu rzeczywistego.

Stworzona struktura drzewiasta będzie dalej się rozrastać, wraz z kolejnymi dostawanymi do sterownika funkcjonalnościami. To pokazuje, że sterowniki PLC z wbudowaną telemechaniką IEC 61850 są idealnymi kandydatami na urządzenia IED w stacjach elektroenergetycznych i po spełnieniu wymogów czasowych (jak np. przy funkcjach zabezpieczeniowych) mogą stanowić konkurencję dla dedykowanych przekaźników zabezpieczeniowych.

4. HMI sterownika SBC-DC

Na potrzeby projektu w systemie nadrzędnym SCADA stworzono panel operatorski sterownika SBC DC. Rolę



Rys. 7. Struktura serwera komunikacji IEC 61850

systemu SCADA w LINTE^2 pełnią głównie dwa programy SYNDIS RV [19] i pConfig [20] dostarczone przez firmę Mikronika [21] z Poznania. HMI przedstawiony na rysunku 8 daje możliwość zdalnego wysterowania i kontroli sterownika z poziomu stanowiska operatorskiego Laboratorium LINTE^2.



Rys. 8. Ekran panelu operatorskiego sterownika SBC-DC w systemie SCADA

4.1. Komunikacja sterownika SBC-DC z klientem IEC 61850 – systemem SCADA

Realizację warstwy komunikacyjnej sterownika z systemem SCADA roz-

poczęto od utworzenia nowego klienta IEC 61850 w programie pConfig. Do klienta przypisano plik SCL, który uprzednio wyeksportowano z narzędzia WAGO IEC61850 Configurator. Plik SCL zawiera przygotowaną strukturę IEC 61850, opisaną w rozdziale 3. Klient komunikuje się z serwerem IEC61850 na bazie adresu IP sterownika SBC-DC. Po konfiguracji klienta, z pliku SCL odczytano raporty zawierające zmienne sterujące, dwustanowe i pomiarowe, wraz z ich parametrami. Każda zmienna, przed przypisaniem do mapy systemu SCADA musi w pierwszej kolejności, zostać wprowadzona do właściwej bazy programu pConfig. Sygnały po odpowiednim sparametryzowaniu otrzymują indywidualny indeks w bazie danych programu pConfig. To właśnie indeksami bazy należy posłużyć się przy definiowaniu odpowiednich elementów mapy systemu SCADA firmy Mikronika.

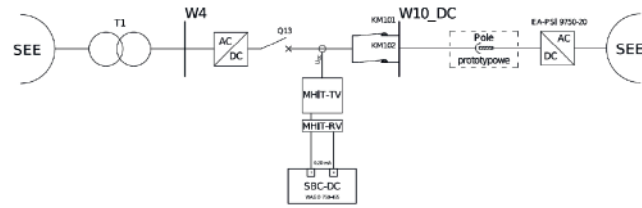
5. Testy sterownika SBC-DC

Przeprowadzono testy wszystkich zaimplementowanych funkcji. Wyniki testów sterowań oraz wskazań pozycji łączników przedstawiono w formie filmu [22], natomiast wyniki testów funkcji pomiarowych i zabezpieczeniowych zaprezentowano w niniejszym rozdziale.

5.1. Testowanie poprawności wskazań pomiaru napięcia

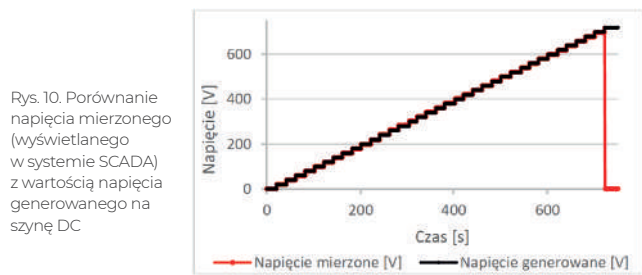
Przebieg testu polegał na zadawaniu napięcia stałego na szynę W10_DC z zasilacza laboratoryjnego EA-PSI 9750-20 [23] w zakresie 0-700 V DC, zgodnie ze schematem przedstawionym na rysunku 9. Napięcie zasilacza zwiększano co 20 V i każdorazowo odczytywano wartość napięcia z systemu SCADA. Analiza wyników pomiarowych polegała na porównywaniu wartości napięcia odczytanego z wykresów w systemie SCADA zadaną wartością napięcia pochodzącą z zasilacza laboratoryjnego. Wyniki pomiarów zestawiono na rysunku 10.

Wartości napięcia odczytane z syste-

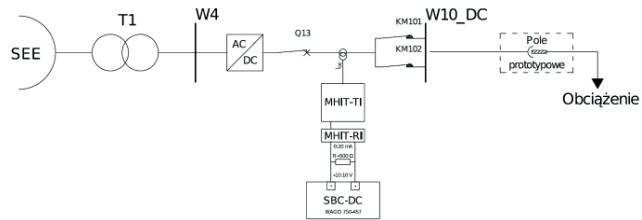


Rys. 9. Schemat sieci do testowania wskaźnika napięcia DC

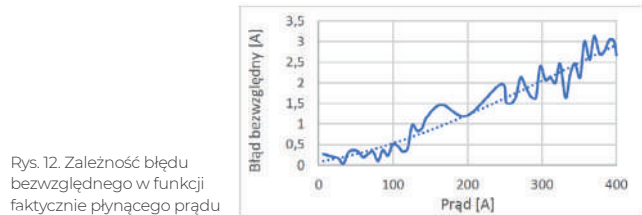
mu SCADA są poprawne i pokrywają się z generowaną wartością napięcia z zasilacza EA-PSI 9750-20.



Rys. 10. Porównanie napięcia mierzonego (wyświetlanego w systemie SCADA) z wartością napięcia generowanego na szynę DC



Rys. 11. Schemat sieci do testowania wskaźnika prądu DC



Rys. 12. Zależność błędu bezwzględnego w funkcji faktycznie płynącego prądu

5.2. Testowanie poprawności wskaźnika pomiaru prądu

Na rysunku 11 przedstawiono konfigurację sieci według której testowano wskazania prądu DC. Przepływ prądu wymuszony był płynną zmianą obciążenia LOAD1.

Podczas testów zaobserwowano, że wraz ze wzrostem wartości płynącego prądu rośnie wartość błędu bezwzględnego pomiędzy wartością prądu wy-

świetlaną w SCADA a faktyczną wartością prądu wymuszanego przez znaną wartość obciążenia LOAD1, zależność tą przedstawiono na rysunku 12.

Cieężko jednoznacznie określić przyczynę występujących rozbieżności. Droga procesu przetwarzania jest długa, a porównano tylko efekt końcowy, który jest zbiorem niedokładności z każdego etapu przetwarzania.

Zdecydowano zatem o przeprowadzeniu kalibracji pomiarów, dokonano przybliżenia przebiegu błędu bezwzględnego funkcją wielomianową 3 stopnia, o współczynnikach przedstawionych w tabeli 3. Wyznaczone równanie (1) odpowiednio uwzględniono w kodzie sterownika (opisano w rozdziale 2.2).

| A | B | C | D |
|-------------------------|-----------------------|------------------------|--------|
| $-1,68 \cdot 10^{(-9)}$ | $1,7 \cdot 10^{(-5)}$ | $2,97 \cdot 10^{(-3)}$ | 0,0793 |

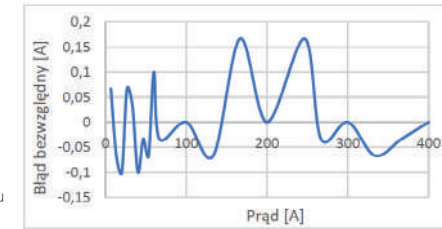
Tabela 3. Współczynniki równania wielomianowego (1)

Po kalibracji ponownie przeprowadzono testy a ich wyniki przedstawiono na rysunku 13, widać, że błąd nie jest już zależny od prądu i oscyluje w okolicach 0 A przy czym największa rozbieżność względem faktycznej wartości prądu wynosi 0,15 A. Wielkość błędów po procesie kalibracji jest akceptowalna.

5.3. Testowanie funkcji nadprądowego wyzwolenia rozłączników

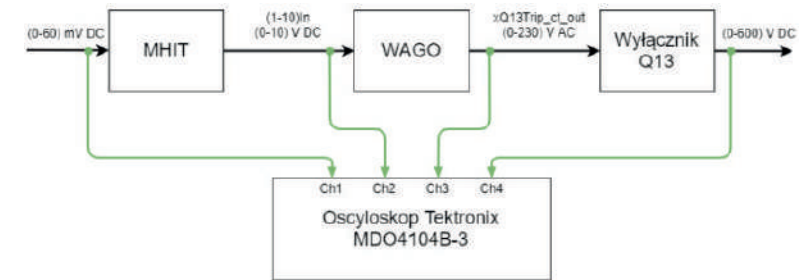
Testy funkcji zabezpieczeniowej zrealizowano w oparciu o schemat przedstawiony na rysunku 14. Do testów wykorzystano oscyloskop Tektronix MDO4104B-3 [24], który skonfigurowano tak by rejestrował 2500 próbek na sekundę, czyli jedna próbka co 0,4 ms. Rejestrowane były następujące napięcia:

- (0-60) mV na bocznku pomiarowym,
- (0-10) V na wejściu modułu WAGO,
- (0-230) V na stykach wyjścia WAGO,
- (0-600) V na szynie DC.



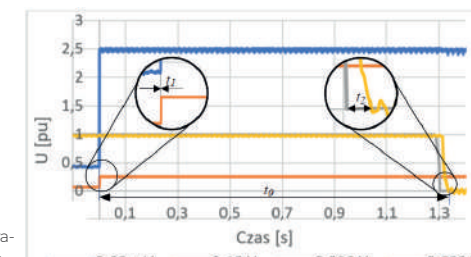
Rys. 13. Zależność błędu bezwzględnego w funkcji faktycznie płynącego prądu po kalibracji

Sygnałem zakłóceniovym było podane na zaciski przetwornika pomiarowego MHIT napięcie (odzworowujące spadek napięcia na boczniku pomiarowym w wyniku przepływu prądu przetężeniowego). Napięcie to w przedziale wartości prądów znamionowych bocznika mieściło się w zakresie (0-60) mV – bocznik do celów testów odłączono od przetwornika pomiarowego.



Rys. 14. Schemat poglądowy układu testowego

Wykonanych zostało dziesięć prób pomiarowych dla określonej wartości sygnału zakłóceniovym. Podane zakłócenie to napięcie 150 mV odzworowujące prąd 1000 A (6,4In), gdzie prąd znamionowy obwodu zabezpieczonego wynosił 156 A. Na rysunku 15 przedstawiono przebiegi mierzonych napięć w jednostkach względnych pu dla jednej z prób. Średnia wartość czasów zadziałania funkcji zabezpieczeniowej wyniosła $t_0=1,3376$ s. Czas ten uwzględnia zwłokę zaprogramowaną wg. rów-



Rys. 15. Przebiegi napięć zarejestrowanych podczas testów

nania (3), która dla prądu 1000 A wyniosła 1,245 s. Z tego wynika, że średni czas opóźnienia całego toru jak na rys. 15 (od 0 60 mV do 0-600 V) wyniósł 92,6 ms, wyróżnia się w nim czasy opóźnień:

- przetwornika MHIT $t_1 < 0,4$ ms (rys. 15),
- modułu analogowego ~ 10 ms [25],
- moduł przekaźnikowy ~ 5 ms [26],
- wyłącznik Q13 $t_2 \sim 30$ ms (rys. 15).

Pozostałe opóźnienia są powodowane przez sam sterownik.

6. Podsumowanie

Nowoczesne systemy sterowania i nadzoru (SSin) coraz częściej wymagają, aby urządzenia stacyjne spełnia-

ły warunek zgodności ze standardem IEC 61850 [27]. Trend ten powoduje, że producenci programowalnych sterowników logicznych PLC dostosowują swoje urządzenia do obsługi protokołów komunikacyjnych do teletransmisji zgodnych z IEC 61850. Przykładem takiego urządzenia może być sterownik WAGO 750-8212/025-001, wykorzystany w opisanym projekcie.

Cyfrowy sterownik połowy oparty na sterowniku PLC, dzięki swojej modułowej budowie może realizować wiele funkcji takich jak sterownie, pomiary i nadzór nad urządzeniami stacji elektroenergetycznej. Możliwa jest realizacja również bardziej złożonych funkcjonalności np. nadprądowe wyzwolenie łączników zgodnie z przyjętą charakterystyką czasowo-prądową. To wszystko sprawia, że opracowany sterownik może z powodzeniem zostać wykorzystany jako element układu automatyki



zajmujący się wykrywaniem stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Warto zaznaczyć, że możliwości jakie daje PLC są bardzo duże, a ich wybór uzależniony jest od indywidualnych potrzeb urządzeń stacyjnych. Dostęp do kodu źródłowego sprawia, że na każdym etapie działania systemu możliwe jest implementowanie nowych funkcjonalności. Za wyborem takiego rozwiązania przemawia również łatwość programowania i konfiguracji komunikacji IEC 61850.

7. Bibliografia

- ABB ABILITYTM: Cyfrowa stacja ABB, Publikacja branżowa ABB, Polska 2018.
- ABB: Pierwsza w Polsce cyfrowa stacja elektroenergetyczna 110 kV już przesyła dane, Informacja prasowa ABB, Polska 2019.
- Komitet Techniczny 57: IEC TR 61850-1:2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview, Norma IEC 61850, 2013.
- Kozłowski E. W., Pazik M.: IEC 61850 standard: Communication networks and systems for power utility automation, Materiały szkoleniowe, Gdańsk, 2020.
- WAGO-I/O-SYSTEM 750: 750-8212 PFC200; G2; 2ETH RS, Instrukcja obsługi, 2020.
- WAGO ELWAG Sp. z o.o.: <https://www.wago.com/pl/>, Strona internetowa, 2021 (rok odwiedzenia).
- Breza M., Grabowski F.: Cyfrowy sterownik polowy przeznaczony do stacji DC, Projekt dyplomowy inżynierski, Politechnika Gdańska, 2021.
- ABB: SACE Tmax. T Generation Low voltage moulded-case circuit-breakers from 250 A up to 1600 A, Katalog techniczny, 2016.
- ABB: AF580-30-22-70, Karta katalogowa, 2020.
- Microelettrica Scientifica: MHIT D.C. MEASURING CONVERTER, Karta katalogowa, 2014.
- Microelettrica Scientifica: D.C. MEASURING CONVERTER TYPE „MHIT”. Instrukcja obsługi, 2014.
- Komitet Techniczny 183: PN-EN 61850-7-4:2011 Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych -- Część 7-4: Podstawowa struktura komunikacyjna -- Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych, Polski odpowiednik normy IEC 61850-7-4, 2011.
- Komitet Techniczny 95: IEC 60255-151:2009 Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection, Norma IEC 60255, 2009.
- WAGO: <https://www.wago.com/pl/automatyka/systemy-io/750/>, Materiały reklamowe na stronie internetowej, 2021 (rok odwiedzenia).
- WAGO: www.wago.com/pl/oprogramowanie/wago-i-o-pro/p/759-333, Adres do pobrania oprogramowania WAGO-I/O-PRO, 2021 (rok odwiedzenia).
- WAGO: IEC 61850 Solution for programmable Controls of Telecontrol Technology, Instrukcja obsługi WAGO IEC 61850 Configurator, 2018.
- WAGO Innovate connections: Telecontrol Technology with IEC 60870/61850/61400, Katalog techniczny, 2021 (rok odwiedzenia).
- Microelettrica Scientifica: D.C. SUBSTATION PROTECTIVE RELAY TYPE U-MLES-PLV-TS, Instrukcja obsługi, 2013.
- Mikronika: Skrypt operatora systemu SYNDIS RV, Dokumentacja szkoleniowa, 2011.
- Mikronika: pConfig program konfiguracyjny, Opis programu, 2014.
- Mikronika Sp. z o.o.: <https://www.mikronika.pl/>, Strona internetowa, 2021 (rok odwiedzenia).
- Breza M. Grabowski F.: Testy sterownika SBC DC <https://youtu.be/ao682cmO8qo>, Film, 2021.
- EA Elektro-Automatik: EA-PSI 9000 3U 3,3 kW –15 kW, Karta katalogowa, 2018.
- Tektronix: Mixed Domain Oscilloscopes MDO4000B Series, Karta katalogowa, 2015.
- WAGO-I/O-SYSTEM 750: 750-457 4AI ±10V DC S.E., Instrukcja obsługi, 2015.
- WAGO-I/O-SYSTEM 750: 750-515 4DO 250V AC 2.0A/ Relais 4NO/ Potential Free, Instrukcja obsługi, 2016.
- Jędrzychowski R., Sereja K.: Adaptacja sterownika PLC do wymogów standardu komunikacyjnego IEC 61850, Zeszyty naukowe Politechniki Poznańskiej serii Elektryka Nr. 91, Politechnika Poznańska, 2017