

TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Bielsku-Białej
Wydział Planowania i Rozwoju

Wytyczne projektowe

GPZ Białka - dostosowanie pól 15kV nr 4 FOB2 i nr 9 FOB1 do
współpracy ze źródłami wytwórczymi – realizacja warunków
przyłączenia nr WP/069768/2020/O06R00

737/OMR/2023/SWW/AI/09344/22

KZ nr BB/009344/22

Opracował:

18.01.2023

X

ginek

Podpisany przez: Sierek Jerzy

Zatwierdził:

18.01.2023

X

TAURON Dystrybucja S.A.
Oddział w Bielsku-Białej
Wydział Planowania i Rozwoju
Koordynator ds. Planowania Sieci
Wiewióra
Marcin Wiewióra

Podpisany przez: Wiewióra Marcin

Bielsko-Biała, styczeń 2023 rok

1. Cel realizacji zadania

Celem opracowania jest realizacja warunków przyłączenia nr WP/069768/2020/O06R00 z dnia 01.12.2020r., dla przyłączenia zakładu produkcyjnego ze źródłami energii elektrycznej, zlokalizowanego w Białce w sąsiedztwie stacji 110/15kV GPZ Białka.

Cel zadania zostanie osiągnięty poprzez przebudowę stacji 110/15kV GPZ Białka do współpracy z generatorami, polegającą na przystosowaniu pól 15kV nr 4 FOB2 i nr 9 FOB1, sprzęgła 15kV, pól 110kV i 15kV transformatorów mocy T1 i T2 oraz przystosowaniu automatyki elektroenergetycznej i telemechaniki.

2. Powiązanie z projektami realizowanymi w TAURON Dystrybucja S.A.

Brak.

3. Podstawa opracowania

Podstawą opracowania niniejszych wytycznych są zawarte umowy o przyłączenie dla odbiorców przemysłowych oraz uzgodnienia robocze z zainteresowanymi komórkami organizacyjnymi TAURON Dystrybucja S.A.

4. Opis stanu istniejącego

4.1. Budynek stacji

Budynek jednokondygnacyjny (rok budowy – 2007) murowany. Stopy i ławy fundamentowe monolityczne. Okna wykonane z pustaków szklanych luksfery. Drzwi zewnętrzne stalowe (wejściowe do budynku i do pomieszczeń magazynowych i potrzeb własnych).

4.2. Rozdzielnia 110 kV

Rozdzielnia 110kV jest rozdzielnią napowietrzną w układzie H4 – rys 1.

4.3. Transformatory WN/SN.

Na stacji zainstalowane są dwa transformatory:

- T1: 110/15kV o mocy 16 MVA połączony z rozdzielnicą 15kV (pole nr 19) mostami kablowymi 3x XRUHKXS 3x1x240 mm².
- T 2: 110/15kV o mocy 16 MVA połączony z rozdzielnicą 15 kV (pole nr 16) mostami kablowymi 3x XRUHKXS 3x1x240 mm².

4.4. Rozdzielnia 15 kV

W stacji zabudowana jest rozdzielnia 15 kV 20-polowa (10-pól sekcja I oraz 10 pól sekcja II) składająca się z celek powietrznych wolnostojących (rok produkcji 1972). Wyposażenie poszczególnych pól przedstawiono na rys. 2.

4.5. Obwody wtórne – rozdzielnia 110 kV.

- a) pole linii 110 kV Sucha wyposażone jest w zabezpieczenie odległościowe typu ZCS-4E (rok produkcji 2000) oraz ziemnozwarciowe typu ZZN-4E (rok produkcji 2000),
- b) pole linii 110 kV Jordanów wyposażone jest w zabezpieczenie odległościowe typu UTXvZ (rok produkcji 2018) oraz ziemnozwarciowe typu ZZN-4E (rok produkcji 2000),
- c) pola 110 kV i 15kV transformatorów 110/15kV wyposażone są w następujące zabezpieczenia:
 - zabezpieczenie T1, T2 typu 7SJ632 firmy Siemens (rok produkcji 2012) realizujące funkcje zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz przeciążeniowego,
 - zabezpieczenie różnicowe typu 7UT612 firmy Siemens, (rok produkcji 2012),
 - regulator napięcia UTXvRNT3 firmy C&C (rok produkcji 2012).

- d) zabezpieczenie szyn (ZS) i lokalna rezerwa wyłącznikowa (LRW) rozdzielni 110 kV – P-746 firmy Schneider Electric,
- e) zabezpieczenia zabudowane są w szafach przekaźnikowych w nastawni.

4.6. Obwody wtórne – rozdzielnia 15 kV.

- a) pola 15 kV transformatorów T1, T2 110/15/6 kV (pole nr 27, 45) wyposażone są w zabezpieczenia typu 7SJ632 firmy Siemens (rok produkcji 2012), realizujące funkcje zabezpieczenia nadprądowego zwłocznego oraz zabezpieczenia szyn rozdzielni 15 kV,
- b) pole sprzęgła 15 kV (pole nr 18, 20) wyposażone jest w zabezpieczenie nadprądowe zwłoczne 7JS632 firmy Siemens (rok produkcji 2012),
- c) automatyka SZR rozdzielni 15 kV zrealizowana jest w oparciu o przekaźnik e2Tango800 firmy Elektrometal (rok produkcji 2017),
- d) zabezpieczenie szyn rozdzielni 15 kV zrealizowane jest w oparciu o zabezpieczenia pól 15 kV transformatorów T1 i T2 oraz sprzęgła 15 kV,
- e) pola pomiaru napięcia 15 kV nr 1 i nr 2 (pola nr 13 i 14) wyposażone są w zabezpieczenia MICOM P132 firmy Schneider Electric (rok produkcji 2011), realizujące funkcje zabezpieczenia nadnapięciowego składowej zerowej i podnapięciowego oraz funkcję automatyki SCO,
- f) pola odpływowe 15 kV Sucha I (pole nr 5), Juszczyn (pole nr 7), Maków Zachód (pole nr 8), Wieprzec (pole nr 10), Maków Wschód (pole nr 11), Sucha II (pole nr 12), Zawoja (pole nr 15), wyposażone są w zabezpieczenia cyfrowe typu MultiMuz3 firmy JM-Tronik (rok produkcji 2017) realizujące funkcje nadprądowe i ziemnozwarciowe oraz automatykę SPZ,
- g) pola odpływowe 15 kV FOB II (pole nr 4), FOB I (pole nr 9) wyposażone są w zabezpieczenia elektroniczne typu MultiMuz firmy JM-Tronik (rok produkcji 2013) realizujące funkcje nadprądowe i ziemnozwarciowe,
- h) pole 15 kV transformatorów potrzeb własnych (pola nr 1, 2) wyposażone są w zabezpieczenia cyfrowe typu MultiMuz3 firmy JM-Tronik (rok produkcji 2017), realizujące funkcje zabezpieczenia nadprądowego bezzwłocznego i zwłocznego oraz zerowoprądowego.

4.7. Obwody wtórne – telemechanika.

Na stacji GPZ Białka pracują 2 sterowniki telemechaniki: EX_MST-1 (rok produkcji 1993) i Ex-MST-2 z lokalnym stanowiskiem (rok produkcji 2012), do którego włączone zostały zabezpieczenia rozdzielni 110 kV, 15 kV, transformatorów nr 1 i 2, rozdzielni potrzeb własnych i sygnalizacja centralna stacji.

4.8. Potrzeby własne stacji – kompensacja prądów ziemnozwarciowych.

Sieć 15 kV zasilana ze stacji GPZ Białka pracuje jako sieć skompensowana. Kompensacja prądów ziemnozwarciowych jest realizowana przez dwa zespoły kompensacyjne z kompensacją tradycyjną na zewnątrz budynku stacji.

5. Stan projektowany

5.1. Zakres prac

Pola 15 kV nr 4 „FOB II” i nr 9 „FOB I” (liniowe – generatorowe):

- a1) dobudowa 3 przekładników napięciowych trójzwojennych (uzwojenie pomiarowe i zabezpieczeniowe), przekładniki zabezpieczyć bezpiecznikami po stronie pierwotnej.
- a2) wymiana przekładników prądowych na 3 przekładniki prądowe 2-rdzeniowe (rdzenie pomiarowe i zabezpieczeniowe).
Przekładniki prądowe powinny posiadać rdzeń pomiarowy klasy 0,2S, o przekładni znamionowej dobranej do obciążenia. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd obciążenia pola mieścił się w granicach 20÷120% prądu znamionowego przekładnika.
- a3) wymiana istniejącego zabezpieczenia pola na zabezpieczenie z funkcją synchrochecku, zabezpieczeń częstotliwościowych i napięciowych oraz zabezpieczenia nadprądowego kierunkowego wraz z dostosowaniem obwodów wtórnych pola,

Pozostały zakres w stacji 110/15kV GPZ Białka:

- a4) dostosowanie automatyki SZR, ZS i LRW do współpracy z polami generatorowymi 15 kV, automatyka SZR powinna umożliwiać współpracę z 4 polami generatorowymi (po dwa pola na każdej z sekcji),
- a5) dostosowanie obwodów wtórnych pól: pomiaru napięcia, transformatorów 110/15 kV i sprzęgła rozdzielni 15 kV do współpracy z polami generatorowymi 15 kV,
- a6) dostosowanie obwodów okrężnych pól SN do współpracy z polami generatorowymi (układem synchronizacji), dodatkowe obwody zabudować we wszystkich polach rozdzielnic SN,
- a7) dostosowanie obwodów wtórnych pól transformatorów 110/15 kV i sprzęgła (ZS i LRW) rozdzielni 110 kV do współpracy z polami generatorowymi 15 kV,
- a8) dostosowanie telemechaniki stacji,

5.2. Wymagania dla zabezpieczeń pól FOB 1 i FOB 2.

- a) Pola FOB 1 i FOB 2 wyposażać w zabezpieczenie posiadające funkcje:
 - ✓ zabezpieczenia nadprądowo – zwłocznego o charakterystyce niezależnej, co najmniej trójstopniowe, działające na wyłączenie z funkcją blokady od drugiej harmonicznej,
 - ✓ zabezpieczenia nadprądowo – zwłocznego, kierunkowego o charakterystyce niezależnej, co najmniej dwustopniowe działające na wyłączenie z funkcją blokady od drugiej harmonicznej,
 - ✓ zabezpieczenia zwarciowo – prądowego bezzwłocznego,
 - ✓ zabezpieczenia ziemnozwarciowego dedykowanego do sieci SN kompensowanej i uziemionej przez rezystor, współpracujące z układem Ferrantiego, wyposażone m.in. w funkcję konduktancyjną,
 - ✓ zabezpieczenia nad i podnapięciowego
 - ✓ zabezpieczenia nad o podczęstotliwościowego
 - ✓ automatyki SCO i SPZ/SCO realizowanej bezpośrednio w polu, poprzez wewnętrzną funkcję częstotliwościową,
 - ✓ synchrocheck,
 - ✓ układu współpracy z zabezpieczeniem szyn,

- ✓ automatyki SPZ,
- ✓ sterownika polowego wraz z synoptyką.

- b) Należy stosować zabezpieczenia mikroprocesorowe, wyposażone w funkcje umożliwiające: diagnostykę, rejestrację zakłóceń i zdarzeń, synchronizowanie czasu przez SSiN z lokalnego zegara GPS, możliwość zdalnej zmiany nastaw, samokontrolę oraz blokowanie w przypadku uszkodzeń, przy czym uszkodzenie funkcji pomocniczej nie może blokować funkcji podstawowej.
- c) Zabezpieczenia muszą spełniać stosowne wymagania norm polskich i europejskich, szczególnie w zakresie odporności na zakłócenia elektromagnetyczne i elektrostatyczne. Powyższe musi być potwierdzone w dokumentacji oferowanych urządzeń.
- d) Ostateczne kody zamówieniowe zastosowanych zabezpieczeń muszą zostać podane przez projektanta, gdyż zależą one od ilości niezbędnych wejść sygnalizacyjnych i wyjść sterowniczych wynikających z projektu.
- e) Wszystkie urządzenia EAZ należy zasilić napięciem $U_p = 220 \text{ V DC}$. Zakres pracy urządzeń $0,8 \div 1,1 U_p$.
- f) Poza funkcjami zabezpieczeniowymi nowe zabezpieczenia wyposażone w:
 - rejestrator zdarzeń – odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z oznaczeniem daty i czasu, o rozdzielczości 1 ms, z rejestracją sygnałów logiki oraz sygnałów zdefiniowanych przez użytkownika,
 - rejestrator zakłóceń – odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z oznaczeniem daty i czasu, z możliwością pobudzenia rejestratora sygnałem zewnętrznym,
 - funkcję komunikacji ze zdalnym systemem nadzoru i sterowania oraz łączem inżynierskim umożliwiając pełny dostęp do nastaw, konfiguracji, rejestracji.
- g) Zabezpieczenia z funkcją sterownika polowego spełniające funkcje:
 - pomiarową,
 - sterowania łącznikami pola lokalnie, sygnalizacji stanu położenia łączników na wyświetlaczu,
 - blokad polowych i ewentualnie między polowych.
- h) Rejestrator zdarzeń pokazujący konkretne sygnały, a nie tylko numery pobudzonych wejść lub wyjść.
- i) Zabezpieczenia muszą być wyposażone w odpowiednią, dla realizacji sterowania, sygnalizacji oraz automatyk stacyjnych, ilość wejść i wyjść dwustanowych oraz powinny być wyposażone w zestaw wskaźników optycznych (LED) sygnalizujących pobudzenia i działania poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych. Wejścia i wyjścia oraz wskaźniki LED winny być swobodnie programowalne. Zaleca się ograniczenie ilości stosowanych przekaźników pomocniczych.
- j) Minimalna liczba wejść sygnalizacyjnych – 30, wyjść – 30 i LED – 16 (w jednym kolorze). Zapewnić 10% rezerwę wejść i wyjść.
- k) Budowa modułowa – możliwość dołożenia dodatkowych wejść i wyjść bez konieczności ponownej konfiguracji zabezpieczenia.
- l) Zabezpieczenie wyposażone w duży wyświetlacz – min. 5".
- m) Zabezpieczenia posiadające logikę programowalną opartą na algebrze Boole'a pozwalającą na wykonywanie operacji logicznych na sygnałach binarnych i wewnętrznych funkcjach zabezpieczeniowych.

- n) Zabezpieczenia wyposażone w minimum dwa banki nastaw z możliwością zdalnej zmiany banków nastaw poprzez łącze inżynierskie i wejście binarne.
- o) Zabezpieczenia wyposażone w wydzielony przycisk do kasowania konfigurowalnych LED sygnalizacyjnych.
- p) Przy każdym nowym zakłóceniu sygnalizacja LED poprzedniego zakłócenia jest kasowana.
- q) Wyłączenie w cyklu SPZ WZW traktowane jako jedno zakłócenie. Załączenie w cyklu SPZ nie kasuje LED sygnalizujących zakłócenie (dotyczy zabezpieczeń wyposażonych w automatykę SPZ).
- r) Zabezpieczenia wyposażone w wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego o dokładności 1 ms, odporny na zaniki napięcia pomocniczego, z układem synchronizacji czasu przez system nadzoru.
- s) Zabezpieczenia wyposażone w kontrolę obwodów pomiarowych oraz w kontrolę ciągłości obwodów wyłączających i załączających.
- t) Zabezpieczenia wyposażone w dodatkowe, w pełni programowalne przyciski funkcyjne, służące np. do bezpośredniego odczytu pomiarów, rejestratora zdarzeń czy kasowania wyjścia pobudzającego szynę Up.
- u) Program do obsługi zabezpieczeń wskazujący różnice w parametrach nastaw i konfiguracji między dowolnymi plikami nastaw w trybie off-line, lub między plikiem nastaw a zabezpieczeniem w trybie on-line.
- v) Program do obsługi zabezpieczeń z możliwością odczytu aktualnego stanu urządzenia w trybie on-line – komunikatów wewnętrznych, stanu wejść, stanu wyjść, pomiarów.
- w) Zabezpieczenia cyfrowe wyposażone w porty:
 - dla komunikacji lokalnej z PC: RS232, Ethernet lub USB,
 - dla komunikacji zdalnej: FO lub Ethernet,
 - dla komunikacji z systemem: FO (po protokole IEC 60870-5-103).
- x) Wymagana jest pełna możliwość konfiguracji wszystkich funkcji urządzeń (zabezpieczeń, sterowników telemechaniki) przez użytkownika.
- y) Akwizycja i przetwarzanie danych dla operacji łączeniowych i danych generowanych przez zabezpieczenia winna być realizowana z rozdzielczością 1 ms, a dla pomiarów analogowych z rozdzielczością 1 s (możliwość zmiany w zakresie 1÷10 s).
- z) Wszystkie urządzenia powinny posiadać: menu, program do obsługi nastaw, konfiguracji i rejestracji w języku polskim lub angielskim oraz instrukcje obsługi w języku polskim.
- aa) Oprogramowania narzędziowe powinny pracować poprawnie w systemach Windows 10 lub nowszym.
- bb) W ramach dostawy zabezpieczeń należy dostarczyć komplet oprogramowania do konfiguracji, nastawiania zabezpieczeń oraz odczytu i analizy danych z rejestratorów zakłóceń. Liczbę dostarczonych kompletów w/w oprogramowania należy uzgodnić z komórką odpowiedzialną za EAZ.
- cc) W ramach dostawy należy przewidzieć dostawę 2 zestawów kabli do połączenia zabezpieczeń z laptopem (dla każdego typu zabezpieczenia lub automatyki).
- dd) Należy przewidzieć szkolenie na obiekcie lub w siedzibie zamawiającego (TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Bielsku Białej) dla 4 pracowników Wydziału Automatyki i Telemechaniki TAURON Dystrybucja S.A. w zakresie obsługi, sprawdzeń i konfiguracji zainstalowanej aparatury wtórnej (dotyczy każdego typu zastosowanej aparatury).

- ee) Wszystkie parametry zabezpieczeń cyfrowych, nastawy i konfiguracja zapisane w pamięci nieulotnej.
- ff) Zabezpieczenia wyposażone w układ samokontroli wskazujący uszkodzenia wewnętrzne programowe i sprzętowe łącznie z uszkodzeniem baterii wewnętrznej. Uszkodzenie lub rozładowanie baterii wewnętrznej nie może powodować utraty parametrów konfiguracyjnych i nastawieniowych. Wymiany wewnętrznej baterii możliwa do realizacji w łatwy sposób nie wymagający demontażu listew zaciskowych.
- gg) Instrukcja obsługi i uruchomienia w wersji elektronicznej w formacie PDF w języku polskim oraz w wersji drukowanej – 2 egzemplarze.
- hh) Obwody wtórne powinny zostać zaprojektowane i wykonane zgodnie ze Standardem technicznym nr 3/2014 – „Standard techniczny dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w TAURON Dystrybucja S.A.”.
- ii) W przypadku zmian w dokumentacji wynikłych w czasie prób funkcjonalnych wykonywanych przez pracowników Wydziału Automatyki i Telemechaniki wykonawca ma obowiązek zrealizować te zmiany oraz przerysować dokumentację w zakresie tych zmian.

5.3. Wymagania dodatkowe dla obwodów wtórnych.

- a) Do określania kierunkowości zabezpieczeń wykorzystać napięcie z przekładników napięciowych zabudowanych w polu (nie z pola pomiaru napięcia).
- b) W modernizowanych polach zrealizować następujące poziomy sterowania łącznikami wyposażonymi w napędy elektryczne:
 - z nadrzędnego systemu sterowania i nadzoru (wszystkimi łącznikami),
 - z lokalnego stanowiska operatorskiego - HMI (wszystkimi łącznikami),
 - ze sterowników polowych (wszystkimi łącznikami).
- c) W modernizowanych polach zrealizować automatykę, która przy sterowaniu operacyjnym na załączenie wyłączników pól 15 kV uruchamia funkcje „załączenie na zwarcie”. W szczególności w polach odpływowych sterowanie operacyjne na załączenie wyłącznika przejściowo blokuje SPZ.
- d) W modernizowanych polach uruchomić automatykę SPZ realizowaną przez zabudowane w polu zabezpieczenie. Automatyka SPZ winna być pobudzana przez zabezpieczenia $I>t$ i ziemnozwarciowe, a blokowana w przypadku zadziałania zabezpieczenia $I>>$, przy sterowaniu operacyjnym i braku gotowości wyłącznika do cyklu SPZ. Powinna istnieć możliwość zdalnego oraz lokalnego blokowania SPZ. Informacja o stanie automatyki winna być dostępna w SSiN.
- e) Szczegółową sygnalizację stanów zakłóceniovych w modernizowanych polach wykonać za pomocą konfigurowalnych LED na zabezpieczeniach. Sygnalizację uszkodzeń zabezpieczeń (oprócz sygnalizacji ALARM w polu) wprowadzić do systemu nadzoru za pomocą wejść dwustanowych koncentratora telemechaniki. Do sygnalizacji AL w polach wykorzystać istniejące przekaźniki sygnalizacyjne.
- f) W obwodach okężnych wszystkich pól rozdzielni 15 kV zrealizować obwody związane z automatyką synchronizacji oraz automatyki wyłączania pól z generacją – dołożyć zaciski związane z tymi obwodami we wszystkich polach SN oraz kable sterownicze pomiędzy tymi polami. Sposób realizacji uzgodnić z Wydziałem Automatyki i Telemechaniki na etapie projektu.
- g) W modernizowanych polach zrealizować możliwość telezablokowania i teleodblokowania SPZ – z telemechaniki poprzez protokół komunikacyjny i lokalnie

przełącznikiem astabilnym zablokowanie/odblokowanie. Nie stosować przełącznika bistabilnego odstawienie/nastawienie SPZ.

- h) Odwzorowanie wszystkich łączników modernizowanych pól wraz z odłącznikami i uziemnikami wprowadzić dwubitowo.
- i) Wszystkie parametry przekładników prądowych i napięciowych dobrane przez projektanta.
- j) Należy przewidzieć zastosowanie elektrycznych i logicznych blokad łączników.
- k) Aparatura EAZ w modernizowanych polach powinna być synchronizowana za pomocą koncentratora telemechaniki z wykorzystaniem mechanizmów synchronizacji i zaimplementowanych odpowiednich protokołów.
- l) W obu polach pomiaru napięcia doprojektować obwody związane z układem synchronizacji.
- m) W polach 110kV i 15kV transformatorów oraz 110kV i 15kV sprzęgła doprojektować obwody związane z układem wyłączania pól z generacją.
- n) Uwzględnić wyłączanie pól z generacją w działaniu automatyki ZS i LRW rozdz. 15kV.
- o) Wprowadzić wszystkie zmiany związane z modernizacją w istniejącym sterowniku telemechaniki oraz na stanowisku lokalnym.
- p) Przepiąć wszystkie sygnały stykowe ze sterownika MST-1 do sterownika MST-2. W miarę możliwości wykorzystać łączność światłowodową pomiędzy istniejącymi zabezpieczeniami i sterownikiem.
- q) W projekcie umieścić zestawienie sygnałów telemechaniki, sterowań i pomiarów z pól. Treści i zakres sygnałów zgodny ze Standardem technicznym nr 7/2015 – „Standard techniczny - sygnały przesyłane z obiektów elektroenergetycznych do systemu SCADA w TAURON Dystrybucja S.A.”.

5.4. Automatyka SZR rozdzielni SN

Dostosować istniejącą automatykę SZR do współpracy z polami generatorowymi – doposażyć istniejący przekaźnik w odpowiednią ilość kare WE/WY. Opis działania automatyki SZR z uwzględnieniem pól generatorowych:

1. Układ rezerwy jawnej (załączony wyłącznik jednego z zasilaczy i wyłącznik sprzęgła).
W układzie rezerwy jawnej, dla załączonego transformatora mocy 110/15 kV T1 i sprzęgła 15kV, rezerwę stanowi transformatora mocy 110/15 kV T2. Brak napięcia strony 110 kV transformatora mocy 110/15 kV T2 powinien być sygnalizowany jako BR1 – brak rezerwy transformatora mocy 110/15kV T1. Analogicznie, brak napięcia strony 110 kV transformatora mocy 110/15 kV T1 powinien być sygnalizowany jako BR2 – brak rezerwy transformatora mocy 110/15 kV T2.
Zanik napięcia sekcji 1 rozdzielnicy 15 kV, do której przyłączony jest transformator mocy 110/15 kV T1 powoduje (pod warunkiem istnienia napięcia rezerwy) po czasie t_{SZR} wyłączenie pola transformatorowego 15 kV transformatora mocy 110/15 kV T1, wyłączenie pól generatorowych przyłączonych do sekcji 1 rozdzielni 15 kV i załączenie wyłącznika pola transformatorowego 15 kV transformatora mocy 110/15 kV T2 stanowiącego rezerwę.
Załączenie transformatora mocy 110/15 kV T2 jest wykonane dopiero:
 - po potwierdzeniu wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T1,
 - po potwierdzeniu wyłączenia pól generatorowych przyłączonych do sekcji 1 rozdzielnicy 15 kV,

- po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji 1 rozdzielni 15 kV)

Brak potwierdzenia: wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T1, wyłączenia pól generatorowych przyłączonych do sekcji 1 rozdzielni 15 kV, zaniku napięcia na sekcji 1 rozdzielni 15 kV lub brak potwierdzenia załączenia transformatora mocy 110/15 kV T2, po upływie granicznego czasu blokuje automatykę.

Zanik napięcia sekcji 2 rozdzielni 15 kV, do której przyłączony jest transformator mocy 110/15 kV T2 powoduje (pod warunkiem istnienia napięcia rezerwy) po czasie t_{SZR} wyłączenie pola transformatorowego 15 kV transformatora mocy 110/15 kV T2, wyłączenie pól generatorowych przyłączonych do sekcji 2 rozdzielni 15 kV i załączenie wyłącznika pola transformatorowego 15 kV transformatora mocy 110/15 kV T1 stanowiącego rezerwę.

Załączenie transformatora mocy 110/15 kV T1 jest wykonane dopiero:

- po potwierdzeniu wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T2,
- po potwierdzeniu wyłączenia pola z generacją przyłączonego do sekcji 2 rozdzielni 15kV,
- po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji 2 rozdzielni 15kV).

Brak potwierdzenia: wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T2, wyłączenia pól generatorowych przyłączonych do sekcji 2 rozdzielni 15 kV, zaniku napięcia na sekcji 2 rozdzielni 15 kV lub brak potwierdzenia załączenia transformatora mocy 110/15 kV T1, po upływie granicznego czasu blokuje automatykę.

2. Układ rezerwy ukrytej (załączone wyłączniki dwóch zasilaczy i wyłączony wyłącznik sprzęgła).

Zanik napięcia sekcji 1 rozdzielni 15 kV, do której przyłączony jest transformator mocy 110/15 kV T1 powoduje po czasie t_{SZR} wyłączenie pola transformatorowego 15 kV transformatora mocy 110/15 kV T1, wyłączenie pól generatorowych przyłączonych do sekcji 1 rozdzielni 15 kV i załączenie pola sprzęgła rozdzielni 15 kV.

Załączenie pola sprzęgła rozdzielni 15kV jest wykonane dopiero:

- po potwierdzeniu wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T1,
- po potwierdzeniu pól generatorowych przyłączonych do sekcji 1 rozdzielni 15 kV,
- po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji 1 rozdzielni 15 kV).

Brak potwierdzenia: wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T2, wyłączenia pól generatorowych przyłączonych do sekcji 2 rozdzielni 15 kV, zaniku napięcia na sekcji 2 rozdzielni 15 kV lub brak potwierdzenia załączenia pola sprzęgła rozdzielni 15 kV, po upływie granicznego czasu blokuje automatykę.

Zanik napięcia sekcji 2 rozdzielni 15 kV, do której przyłączony jest transformator mocy 110/15 kV T2 powoduje po czasie t_{SZR} wyłączenie pola transformatorowego 15 kV transformatora mocy 110/15 kV T2, wyłączenie pól generatorowych przyłączonych do sekcji 2 rozdzielni 15 kV i załączenie pola sprzęgła rozdzielni 15 kV.

Załączenie pola sprzęgła rozdzielni 15 kV jest wykonane dopiero:

- po potwierdzeniu wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T2,
- po potwierdzeniu pól generatorowych przyłączonych do sekcji 2 rozdzielni 15 kV,
- po stwierdzeniu braku napięcia resztkowego (zanik napięcia na sekcji 2 rozdzielni 15 kV).

Brak potwierdzenia: wyłączenia transformatora mocy 110/15 kV T2, wyłączenia pól generatorowych przyłączonych do sekcji 2 rozdzielni 15 kV, zaniku napięcia na sekcji 2 rozdzielni 15 kV lub brak potwierdzenia załączenia pola sprzęgła rozdzielni 15 kV, po upływie granicznego czasu blokuje automatykę.

3. Układ SZR szybkiego.

Dla wszystkich układów pracy rozdzielni 15 kV, rozruch napięciowy (zanik napięcia na danej sekcji rozdzielni 15 kV) z jednoczesnym prawidłowym potwierdzeniem wyłączenia: danego transformatora mocy 110/15 kV i pól generatorowych przyłączonych do danej sekcji rozdzielni 15 kV (wyłączenie ręczne, telemechaniką lub przez zabezpieczenia danego transformatora mocy 110/15 kV, oprócz zabezpieczeń powodujących blokadę SZR) powoduje skrócenie czasu t_{SZR} do minimum, a następnie załączenie właściwego pola (stosownie do układu pracy rozdzielni 15 kV).

4. Wymagania i opis działania dla automatyki wyłączania pól generatorowych od działania zabezpieczeń rozdzielnic 110 kV i 15 kV.

Do rozdzielni 15 kV przyłączone są pola mające możliwość współpracy z generatorem zainstalowanym w sieci (np. u Odbiorcy). Sterownik SZR nie dostaje informacji, do którego pola aktualnie jest przyłączony generator, dlatego też automatyka SZR, jak i automatyka wyłączania pól generatorowych (od zadziałania zabezpieczeń rozdzielnic 110 kV i 15 kV) wyłącza selektywnie pola generatorowe dla sekcji, na której wystąpił zanik napięcia związany z działaniem zabezpieczeń. Automatyka wyłączania pól generatorowych działa niezależnie od stanu pracy automatyki SZR. Na podstawie informacji o zadziałaniu zabezpieczeń z pól transformatorowych transformatorów mocy 110/15 kV (strony 110 kV i 15 kV), pola sprzęgła rozdzielni 15 kV oraz ZS i LRW rozdzielni 110 kV, automatyka wyłącza odpowiednie pole generatorowe lub pola generatorowe, stosownie do układu pracy rozdzielnic 15 kV.

1. Działanie zabezpieczeń transformatora mocy 110/15 kV T1 (strony 110 kV i 15 kV) wyłącza pola generatorowe sekcji 1 rozdzielni 15 kV, do której przyłączony jest transformator mocy 110/15 kV T1. Jeżeli sekcje 1 i 2 rozdzielni 15 kV połączone są sprzęgłem, wyłączane są pola generatorowe i pole sprzęgła.
2. Działanie zabezpieczeń transformatora mocy 110/15 kV T2 (strony 110 kV i 15 kV) wyłącza pola generatorowe sekcji 2 rozdzielni 15 kV, do której przyłączony jest transformator mocy 110/15 kV T2. Jeżeli sekcje 1 i 2 rozdzielni 15 kV połączone są sprzęgłem, wyłączane są pola generatorowe i pole sprzęgła.
3. Działanie zabezpieczeń pola sprzęgła rozdzielni 15 kV powoduje wyłączenie pól generatorowych przyłączonych do danej sekcji rozdzielnic 15 kV za sprzęgłem rozdzielni 15 kV, patrząc od strony zasilania przez dany transformator mocy 110/15 kV. Dla pracy równoległej transformatorów mocy 110/15 kV działanie zabezpieczeń pola sprzęgła rozdzielnic 15 kV powoduje wyłączanie pól generatorowych w sekcji 1 i 2 rozdzielni 15 kV.
4. Dla pracy równoległej transformatorów mocy 110/15 kV działanie zabezpieczeń transformatorów mocy 110/15 kV (strony 110 kV i 15 kV) przy zablokowanych zabezpieczeniach pola sprzęgła rozdzielni 15 kV powoduje wyłączanie pól generatorowych w sekcji 1 i 2 rozdzielni 15 kV.
5. Działanie zabezpieczeń ZS i LRW rozdzielni 110 kV skutkuje zawsze wyłączeniem pól generatorowych w sekcji 1 i 2 rozdzielni 15 kV.

Warunkiem koniecznym do wyłączenia pól generatorowych jest załączenie wyłączników oraz zamknięcie odpowiednich odłączników w tych polach. W przypadku wyłączenia

wyłączników lub otwarcia odłączników w polach generatorowych, SZR nie przekazuje impulsu na wyłącz pola.

5.5. Układ synchronizacji.

1. W modernizowanych polach odpływowych zrealizować automatykę synchronizacji wykorzystując synchrocheck w zabezpieczeniu. Do synchronizacji wykorzystać napięcie z pola pomiarowego oraz napięcie z przekładników napięciowych pola. Obwody napięciowe zabezpieczyć automatami bezpiecznikowymi. Informacje o zadziałaniu automatów wprowadzić do telemechaniki.
2. Zaprojektować układ do kontroli sprawności obwodu synchronizacji – niezadziałany bezpiecznik obwodów napięciowych do synchronizacji, niezadziałany bezpiecznik zasilający obwód synchronizacji.
3. W modernizowanych polach odpływowych zabudować przełącznik odstawienia synchronizacji, a informację o jego położeniu wprowadzić do telemechaniki. Przełącznik dwupozycyjny: synchronizacja czynna i odstawiona.
4. Możliwość ustawienia warunków synchronizacji: różnica modułów napięć, różnica faz i różnica częstotliwości. Wymagana możliwość ustawienia minimalnego czasu trwania warunków synchronizacji.
5. Sterowanie na załączenie wyłącznika z synchronizacją powinno odbywać się w oknie czasowym (czas okna nastawiany) i przy sprawnych obwodach synchronizacji. Brak warunków synchronizacji w czasie trwania tego okna skutkuje brakiem załączenia i informacją na sterowniku o braku warunków synchronizacji.
6. Możliwość wyboru załączenia z synchronizacją dla: sterowania lokalnego lub zdalnego oraz dla automatyki SPZ.
7. Dostępna informacja o spełnieniu warunków synchronizacji (np. do wykorzystania na LED, telemechaniki, rejestratora itp.).
8. Sygnalizacja zdarzeniowa: obwody synchronizacji niesprawne, załączenie z synchronizacją lub bez, brak warunków synchronizacji – szczegółowa informacja o niespełnieniu warunków synchronizacji (przy braku załączenia).
9. Układ synchronizacji działający w następujący sposób: Przy nastawionym przełączniku kontroli synchronizmu oraz załączonym odłączniku w polu pomiaru napięcia:
 - a) napięcie na szynach, brak napięcia na kablu – możliwe załączenie wyłącznika,
 - b) napięcie na szynach, napięcie na kablu, warunki synchronizacji spełnione – możliwe załączenie wyłącznika,
 - c) napięcie na szynach, napięcie na kablu, warunki synchronizacji nie spełnione – blokada załączenia wyłącznika i sygnalizacja na sterowniku – o braku warunków synchronizacji,
 - d) brak napięcia na szynach, napięcie na kablu – blokada załączenia wyłącznika i sygnalizacja na sterowniku – o braku warunków synchronizacji.

6. Dokumentacja projektowa, prawna oraz inne opracowania

Dokumentacja projektowa powinna być wykonana zgodnie ze standardami technicznymi:

Na całość ww. prac należy opracować dokumentację budowlaną – wykonawczą opracowaną zgodnie z obowiązującymi normami oraz **standardami obowiązującymi w TAURON Dystrybucja S.A.**, które są dostępne na stronie internetowej www.tauron-dystrybucja.pl.

Ww. dokumentacja podlega sprawdzeniu oraz uzgodnieniu przez TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Bielsku-Białej przed przystąpieniem do realizacji.

Dokumentacja projektowa powinna być wykonana w formie papierowej, w formacie minimum A3 oraz w postaci elektronicznej (w programie Autocad wersja nie niższa niż 2008 oraz SEE electrical expert) z możliwością edycji.

Wymagania dla dokumentacji obwodów wtórnych:

- dokumentacja podlega sprawdzeniu oraz uzgodnieniu przez Wydział Automatyki i Telemechaniki, a jej zatwierdzenie jest możliwe dopiero po wprowadzeniu wszystkich uwag i uzyskaniu wpisu „bez uwag”,
- przerysować całą przekazaną przez Wydział Automatyki i Telemechaniki dokumentację do wersji elektronicznej (format AutoCAD) w całości wprowadzając zmiany objęte zakresem prac. Dokumentacja wykonana w formacie A3. Duże schematy należy przekonwertować do rozmiaru A3, dzieląc schemat na arkusze, tak aby zachować czytelność dokumentacji.
- dostarczyć całość dokumentacji w 2 egzemplarzach – 2 egzemplarze w postaci elektronicznej i 2 w wersji papierowej. Wersja papierowa w formacie A3 dostarczona w segregatorach A3 pionowych. Segregatory wypełnione maksymalnie w $\frac{3}{4}$ objętości.
- wersja elektroniczna powinna być dostarczona na płytach CD/DVD lub pamięci USB.
- dokumentacja ma zawierać wszystkie arkusze dotyczące danego pola niezależnie od zakresu wprowadzonych zmian.

Dokumentacja obwodów wtórnych powinna zawierać m.in.:

- obliczenia doboru parametrów wszystkich przekładników prądowych i napięciowych,
- spis zakłóceń pobudzających sygnalizację Up i AI oraz konfigurację LED zabezpieczeń,
- rysunki w formacie minimum A3,
- obliczenia nastawień zabezpieczeń dla pól,

Dokumentacja powinna zawierać informacje dla wykonawcy, że:

- wykonawca wykona sprawdzenie laboratoryjne, nastawienie i konfigurację zabezpieczeń,
- wykonawca wykona rozruch wraz z telemechaniką do właściwych punktów dyspozytorskich. Próby funkcjonalne zostaną wykonane przez pracowników Wydziału Automatyki i Telemechaniki przy udziale Wykonawcy – osób odpowiedzialnych za montaż wraz z grupą rozruchową (konieczna osoba wykonująca konfigurację zabezpieczeń);
- próby funkcjonalne zostaną wykonane dopiero po zrealizowaniu rozruchu wraz z telemechaniką,
- po wykonaniu prac Wykonawca dostarczy poprawioną dokumentację powykonawczą uwzględniającą wszystkie zmiany związane z rozruchem wymienianych i projektowanych urządzeń. Dokumentacja powykonawcza powinna być przekazana w formie papierowej jak i elektronicznej z możliwością edycji (w programie AutoCad wersja nie niższa niż 2008 lub SEE electrical expert). Odbiór końcowy zadania jest możliwy dopiero po dostarczeniu kompletnej dokumentacji powykonawczej.
- w przypadku zmian w dokumentacji wynikłych w czasie prób funkcjonalnych wykonywanych przez pracowników ST wykonawca ma obowiązek zrealizować te zmiany oraz przerysować dokumentację w zakresie tych zmian.

Na etapie prac przedprojektowych należy opracować i uzgodnić z TAURON Dystrybucja S.A. **Wytyczne Realizacji Inwestycji (WRI)**. W WRI zaznaczyć konieczne wyłączenia oraz czas ich trwania, niezbędne przemostkowania i układy tymczasowe pracy stacji w celu wykonania całego zakresu modernizacji. Na czas wyłączeń przeanalizować sposób pracy EAZ dla zapewnienia prawidłowej ochrony przeciwporażeniowej w sieci SN (np. przy pracach na

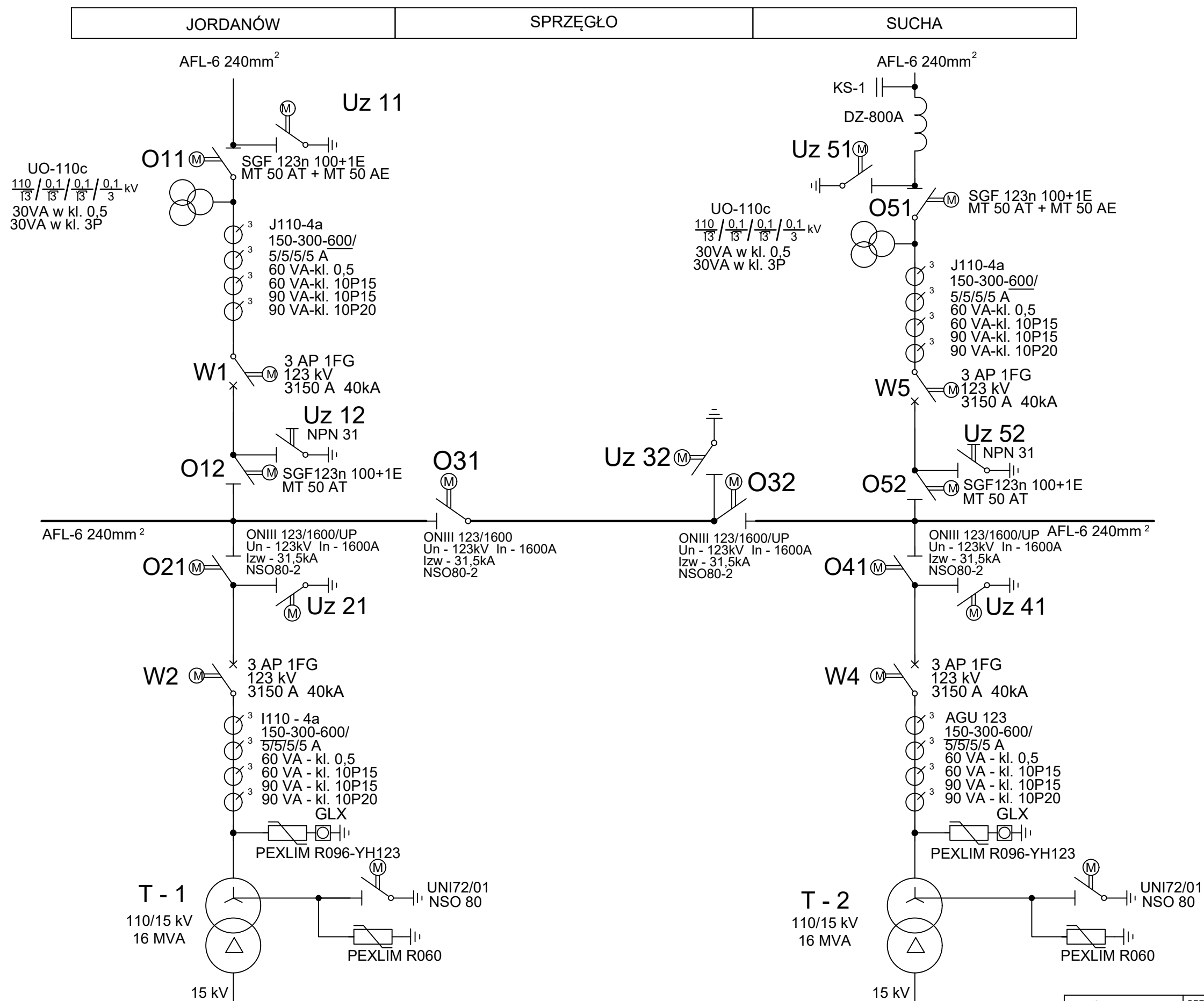
potrzebach własnych, brak kompensacji).

Niezbędna do projektowania istniejąca dokumentacja stacji zostanie udostępniona przez Wydział Automatyki i Telemechaniki w formie papierowej.

1) Załączniki graficzne

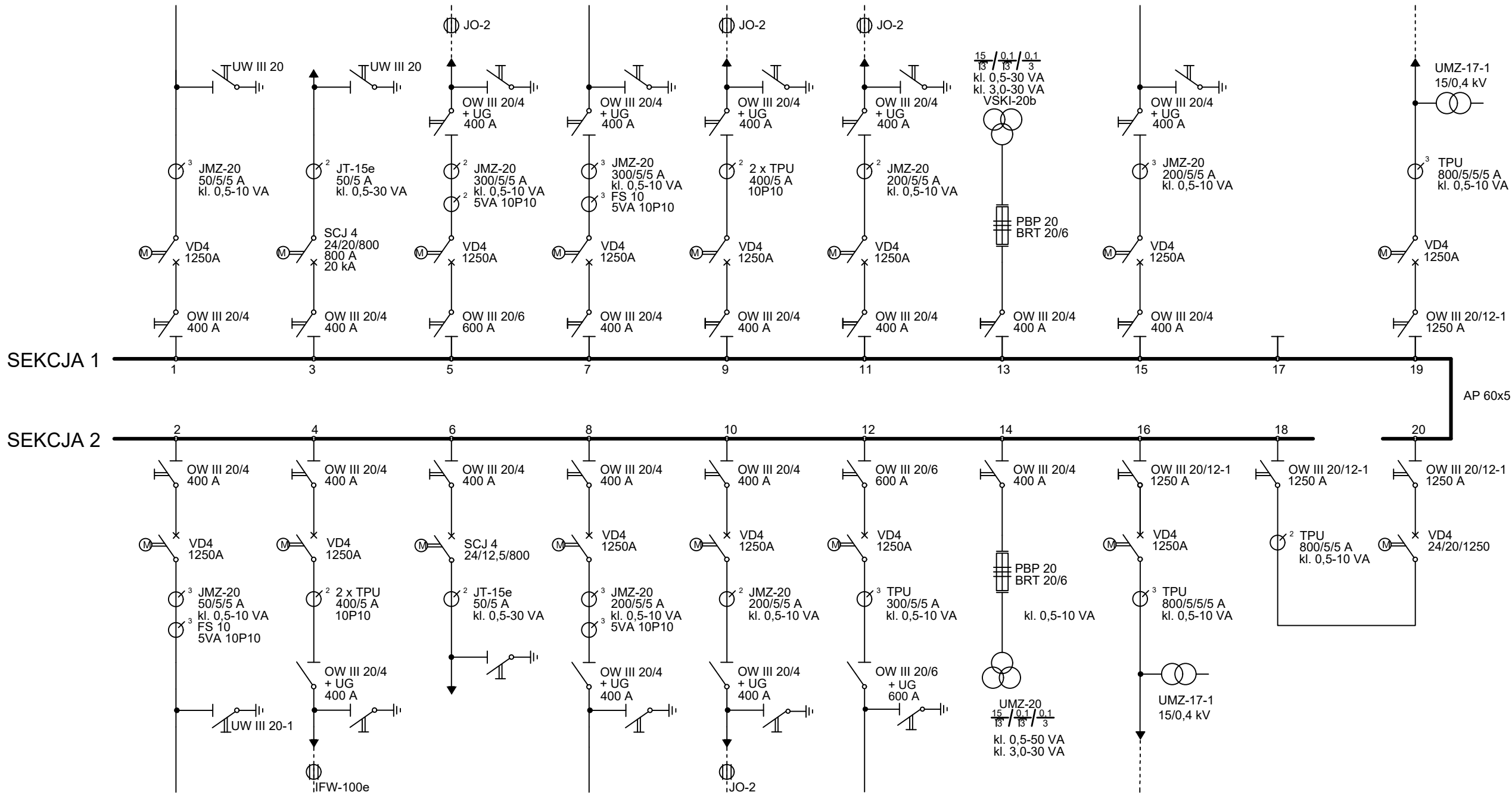
Rys. nr 1: GPZ Białka - schemat rozdzielni 110 kV – stan istniejący.

Rys. nr 2: GPZ Białka - schemat rozdzielni 15 kV – stan istniejący.




	OPRACOWAŁ: Wydział Planowania i Rozwoju (O6/OMR)		
	OPRACOWAŁ: Jerzy Sierek		
TEMAT OPRACOWANIA: Wytoczne projektowe-GPZ Białka-dostosowanie pól 15kV nr4 FOB1 i nr9 FOB2 do współpracy ze źródłami wytwórczymi - realizacja WP/069768/2020/O06R00		DATA: 02.2021	NR RYS: Rys.1
NAZWA RYS.: Schemat rozdzielni 110 kV GPZ Białka - stan istniejący			SKALA: ---

Mierniki	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Rodzaj zabezp.	multiMUZ-3	SMAZ	mutiMUZ-3	multiMUZ-3	multiMUZ-3	multiMUZ-3	MiCOM P132	multiMUZ-3		7SJ6
Nazwa pola	TR.P.WŁ.NR 1	REZERWA	SUCHA 1	JUSZCZYN	FOB 1	MAKOW WSCH.	POM.NAP. 1	ZAWOJA	Rezerwa	TRANSFORM.NR 1



Typ kabla										
Nazwa pola	TR.P.WŁ.NR 2	FOB 2	REZERWA	MAKOW ZACH.	WIEPRZEC	SUCHA 2	POM.NAP. 2	TRANSFORM.NR 2	SPRZĘGŁO	SPRZĘGŁO
Rodzaj zabezp.	multiMUZ-3	multiMUZ-3	SMAZ	multiMUZ-3	multiMUZ-3	multiMUZ-3	MiCOM P-132	7SJ6		7SJ632
Mierniki	A	A	A	A	A	A	kV	A		A

	OPRACOWAŁ: Wydział Planowania i Rozwoju (O6/OMR)		
	OPRACOWAŁ: Jerzy Sierek		
TEMAT OPRACOWANIA: Wytyczne projektowe-GPZ Białka-dostosowanie pól 15kV nr4 FOB1 i nr9 FOB2 do współpracy ze źródłami wytwórczymi - realizacja WP/069768/2020/O06R00		DATA: 02.2021	NR RYS: Rys.2
NAZWA RYS.: Schemat rozdzielni 15 kV GPZ Białka - stan istniejący			SKALA: ---