GDE

Spis treści

4 Przedmowa

6 Program

10 Sponsorzy

14 Referaty

130 Targi branżowe

136 Patronaty

140 Organizatorzy

Przedmowa

Szanowni Państwo,

Organizowana przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk konferencja naukowo – techniczna zatytułowana Gdańskie Dni Elektryki 2022 odbywa się w tym roku po raz 45-ty. Referatyi wystawy techniczne wchodzące w program corocznych GDE są adresowane do szerokiej rzeszy elektryków odpowiedzialnych za bezpieczną i niezawodną eksploatację urządzeń oraz instalacji elektrycznych i elektroenergetycznych.Formuła konferencji daje możliwość bezpośrednich kontaktów i wymiany poglądów wspomnianego grona elektryków z przedstawicielami nauki i producentami urządzeń oraz dystrybutorami energii elektrycznej. Taka wymiana doświadczeń nabiera szczególnego znaczenia w tym roku, kiedy całe społeczeństwo jest zaniepokojone negatywnymi skutkami zawirowań na rynku energii elektrycznej.

Władze SEP O. Gdańsk i Organizatorzy GDE 2022 wyrażają serdeczne podziękowanie:

- Władzom Politechniki Gdańskiej za życzliwą pomoc i udostępnienie pomieszczeń,
- Pracownikom Wydziału Elektrotechniki i Automatyki PG za wsparcie merytoryczne GDE 2022, a studentom zrzeszonym w Studenckim Kole SEP PG za wszechstronną działalność związaną z organizacją konferencji,
- Autorom referatów za trud włożony w ich opracowanie i prezentację,
- Partnerom, sponsorom i wystawcom za wsparcie konferencji realizowane na wielu płaszczyznach.

dr inż.
Stanisław Wojtas
Prezes
SEP O. Gdańsk

Patryk Zawadzki
Przewodniczący
GDE 2022

GDE 2022

Konferencja elektroenergetyczna

Główny element wydarzenia na którym poruszane są aktualne i ważne dla branży energetycznej zagadnienia. Stanowi spotkanie najlepszych prelgentów z całego kraju, specjalistów, jak i przedsiębiorców zainteresowanych wdrażaniem innowacyjnych rozwiązań.

Spotkanie branżowe

Zwieńczeniem pierwszego dnia jest uroczysty bankiet dla przedstawicieli środowiska biznesu, przemysłu i nauki.

Targi branżowe

Towarzyszą konferencji podczas dnia pierwszego. Stanowią doskonałą okazję zaprezentowania produktów oraz usług przedstawicielom branży elektroenergetycznej.

Dzień I, 8.11.2022
Gmach Główny Politechniki Gdańskiej

9^{30}-10^{15} **Rejestracja**

10^{15}-12^{15} **Konferencja i targi branżowe**
Część 1

12^{15}-12^{55} **Przerwa kawowa**

12^{55}-14^{25} **Konferencja i targi branżowe**
Część 2

14^{25}-15^{25} **Lunch**

15^{25}-17^{15} **Konferencja i targi branżowe**
Część 3

17^{15}-19^{00} **Czas wolny**

19^{00}-23^{00} **Bankiet**

Dzień II, 9.11.2022
Muzeum II Wojny Światowej

10^{00}-12^{00} **Konferencja**
Część 1

12^{00}-12^{30} **Przerwa kawowa**

12^{30}-14^{30} **Konferencja**
Część 2

Sponsorzy

SPIE Elbud Gdańsk S.A.

Elmech - ASE Sp. z o.o.

SPIE Elbud Gdańsk S.A.

SPIE Elbud Gdańsk S.A. to jedna z największych i najdłużej działających w Polsce firm świadczących usługi w zakresie budowy stacji elektroenergetycznych wysokich i najwyższych napięć, linii kablowych i napowietrznych na wszystkich poziomach napięć oraz ich modernizacji i remontów. Spółka projektuje i buduje farmy wiatrowe w systemie pod klucz oraz ich przyłączenia do sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Świadczy także usługi w zakresie budowy, modernizacji oraz utrzymania i konserwacji instalacji oświetlenia przestrzeni publicznych.

SPIE Elbud Gdańsk S.A. wykonuje projekty w zakresie budowy:

- Linii napowietrznych i kablowych
- Stacji elektroenergetycznych
- Farm wiatrowych
- Elektroenergetycznych sieci przemysłowych

Zakres usług Spółki obejmuje projektowanie techniczne, prowadzenie wymaganych prawem procedur administracyjnych związanych z budową obiektów elektroenergetycznych, pozyskiwaniem niezbędnych uzgodnień formalno-prawnych, w tym prawa drogi, prace budowlane i montażowe oraz obsługę geodezyjną. Zapewniamy profesjonalne zarządzanie realizowanymi projektami. Świadczymy usługi również poza granicami naszego kraju.

Elmech - ASE Sp. z o.o.

Elmech od 35 lat zajmuje się projektowaniem i produkcją elektroniki oraz energoelektroniki. W tym czasie opracowaliśmy wiele nowatorskich konstrukcji dla magazynowania energii, ładowania i zarządzania bateriami akumulatorów oraz poprawy jakości energii. Owocem naszych prac rozwojowych jest magazyn energii ENERGATE, który znajduje zastosowanie zarówno dla odbiorców, jak i producentów energii elektrycznej. Naszym celem jest pomoc w zmniejszeniu kosztów ponoszonych z tytułu energii elektrycznej przez naszych klientów oraz eliminacja ryzyka utraty zasilania w czasie przerw w dostawach energii. Produkowane w Pruszczu Gdańskim magazyny energii współpracują z fotowoltaiką, turbinami wiatrowi, biogazowniami i innymi odnawialnymi źródłami energii, które pomagają budować zrównoważony i niskoemisyjny biznes. Nasze produkty nie tylko chronią przedsiębiorstwa, ale również pozwalają aktywnie zarządzać energią dostosowując firmę do realiów rynkowych. Aktywna postawa i przeciwdziałania niekorzystnym zjawiskom w sieci to mniejsze ryzyko strat energii i awarii. Takie założenie towarzyszy nam nie tylko przy tworzeniu urządzeń, ale także w budowaniu swojego otoczenia biznesowe, czym chętnie dzielimy się z naszymi partnerami biznesowymi.Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku udostępniliśmy kalkulator, który pomoże w ocenie rentowności inwestycji magazyn energii określając termin zwrotu oraz zyski w perspektywie rocznej i długoterminowej. Kalkulator jest dostępny na stronie WWW.ENERGATE.PL.

Referaty

Sterownik PLC jako translator komunikacyjny Modbus-IEC 61850
Andrzej Augusiak, Stanisław Pomykacz, Jakub Redmerski,
Politechnika Gdańska

Transformator z tyrystorowym przełącznikiem zaczepów jako obiekt sterowania
Piotr Sępka, Maciej Brzycki, Artur Cichowski, Politechnika Gdańska

Pomiar impedancji pętli zwarciowej w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi selektywnymi
Kornel Borowski, Stanisław Czapp, Politechnika Gdańska

Krajowe stacje średnich napięć – przegląd rozwiązań i technologii
Waldemar Dołęga, Politechnika Wrocławska

Perspektywy rozwoju elektroenergetycznych układów przesyłowych dużych mocy
Agnieszka Dziendziel, Henryk Kocot, Politechnika Śląska

Ryzyko strat odgromowych a systemy fotowoltaiczne
Leszek Litzbarski, Marek Olesz, Konrad Seklecki, Mikołaj Nowak,
Politechnika Gdańska

Problemy eksploatacyjne w morskich systemach elektroenergetycznych
Tomasz Nowak, Uniwersytet Morski w Gdyni

Wyznaczanie pasów służebności dla infrastruktury elektroenergetycznej niskiego i średniego napięcia
Konrad Seklecki, Marek Olesz, Leszek Litzbarski, Politechnika Gdańska

Badanie sensorów z głowicami kablowymi SN
Mirosław Schwann, KENTIA Firma Konsultingowa
Maciej Schwann, Glasgow Caledonian University

Schyłek prac pod napięciem?
Mirosław Schwann, KENTIA Firma Konsultingowa

Analiza możliwości funkcjonowania spółdzielni energetycznych w polskich warunkach środowiskowych i prawnych
Adam Mroziński, Patrycja Walichnowska, Politechnika Bydgoska

Pozyskiwanie energii elektrycznej z falowania wody
Karol Listewnik, Uniwersytet Morski w Gdyni

Metody poprawy efektywności energetycznej instalacji oświetlenia zewnętrznego obszarów kolejowych i instalacji elektrycznego ogrzewania rozjazdów
ZAiUP Arex Sp. z o.o.

Sterownik PLC jako translator komunikacyjny Modbus-IEC 61850

Andrzej Augusiak
Stanisław Pomykacz
Jakub Redmerski
Politechnika Gdańska

Wstęp

Wraz z rozwojem inteligentnych sieci elektroenergetycz¬nych (ang. Smart Grid), wykorzystanie wydajnych technologii informacyjno-komunikacyjnych (ICT) staje się niezbędną podstawą zapewnienia niezawodnej i bezpiecznej pracy wszystkich elementów tych sieci.

Jednocześnie, różnorodność spotykanych systemów i urządzeń ICT powoduje szereg trudności z ich wzajemnym dopasowaniem i skomunikowaniem. Szczególnie jest to widoczne w automatyce stacji elektroenergetycznych, gdzie brak interoperacyjności urządzeń pochodzących od wielu różnych producentów przysparza istotnych problemów w ich integracji w systemach sterowania i nadzoru (ang. SCADA).

Opisane rozwiązanie powstało w ramach pracy dyplomowej inżynierskiej Sterownik PLC jako wieloprotoko¬łowy gateway komunikacyjny przeznaczony do stacji RNN w Laboratorium LINTE^2, obronionej na Politechnice Gdańskiej w 2022 roku [1].

Translatory komunikacyjne w systemach SCADA

W nowoczesnych stacjach elektroenergetycznych coraz częściej znajdują zastosowanie systemy SCADA, dzięki czemu możliwa jest m.in. zdalna kontrola operatorska nad urządzeniami instalowanymi w stacjach (łączniki, przekaźniki zabezpieczeniowe, sterowniki polowe itp.).

Podstawą budowy i działania systemów SCADA jest komunikacja, w której wykorzystane są różnorodne sieci i protokoły komunikacyjne, takie jak: Modbus RTU, Modbus TCP, DNP3, IEC 60870-5-101/-103/-104, IEC 61850.

Jednocześnie, w sieciach komunikacyjnych zdarzają się często sytuacje, gdy dochodzi do konieczności połączenia się z urządzeniami, które nie mają zaimplementowanego interfejsu/protokołu zgodnego z dostępnymi lub wymaganymi w systemie SCADA.

W takich przypadkach wykorzystuje się specjalne urządzenia "tłumaczące" komunikację z jednego interfejsu/protokołu na inny. Urządzenia takie nazywane są koncentratorami, bramkami, lub translatorami komunikacyj¬nymi. Nazwa takich urządzeń w języku polskim nie jest jeszcze ujednolicona i ustabilizowana, w związku z czym, dla uniknięcia nieporozumień, w niniejszej pracy zdecydowano się na stosowanie określenia translator komunikacyjny.

Przykładowym przemysłowym translatorem komunika¬cyjnym jest urządzenie MGate 5109 obsługujące protokoły Modbus oraz DNP3. Urządzenie posiada dwa porty RJ-45 oraz jeden port RS-232/-422/-485. MGate 5109 może być konfigurowany zdalnie poprzez przeglądarkę internetową lub konsolę telnet. Dzięki funkcji dziennika (ang. Log) urządzenie może rejestrować (również na karcie microSD) wszystkie zdarzenia związane połączeniami i komunikacją [2].

Funkcje translatorów komunikacyjnych mogą pełnić specjalizowane inteligentne urządzenia cyfrowe (ang. Intelligent Electronic Devices – IED), które z reguły realizują również inne zaawansowane funkcje z zakresu automatyki stacyjnej. W stacjach elektroenergetycznych urządzenia IED zazwyczaj pełnią rolę sterowników polowych (w obrębie wybranych pól stacji) lub sterowników stacyjnych (w obrębie całej rozdzielnicy lub stacji).

Wszystkie wymienione funkcje urządzeń IED mogą być również zrealizowane z wykorzystaniem programowalnych sterowników PLC, których modułowa budowa oraz ustandaryzowany sposób programowania zgodny z normą IEC 61131-3 [3] dają możliwość dopasowania do niemal dowolnych zadań i zastosowań.

Sterownik WAGO PFC200

Do budowy translatora komunikacyjnego wykorzystano sterownik programowalny WAGO PFC200 8212/025-001 należący do modularnego systemu WAGO I/O System [4].

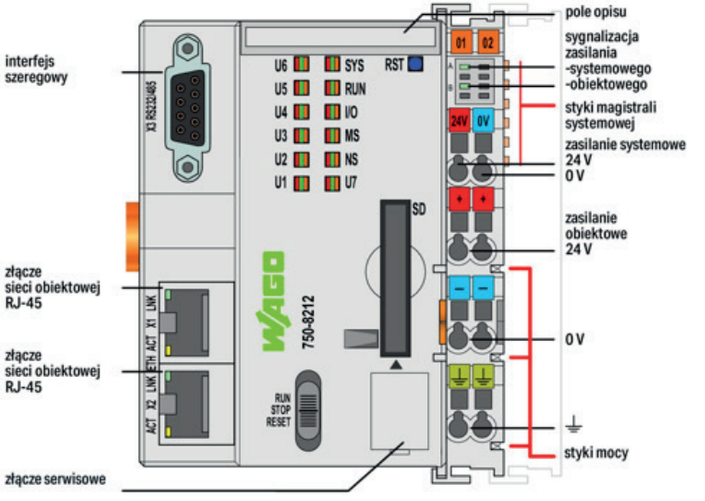
Sterownik posiada wbudowane 2 porty Ethernet, 1 złącze RS-232/-485, wspiera moduły dwustanowe i analogowe z serii 750/753 oraz szereg protokołów komunikacyjnych, w tym Modbus RTU/TCP, DNP3, IEC 60870-5-101/-103/-104, IEC 61400-25, IEC 61850-7 – dzięki czemu jest dobrze przystosowany do realizacji wielorakich funkcji rozproszonej automatyki w stacjach elektroenergetycznych.

Środowisko programistyczne sterownika PFC200 tworzą e!COCKPIT (CoDeSys 3.5)

Andrzej Augusiak
Stanisław Pomykacz
Jakub Redmerski
Politechnika Gdańska

oraz WAGO-I/O-PRO (CoDeSys 2.3), które wspierają tworzenie aplikacji we wszystkich językach programowania zgodnych z IEC 61131-3.

Widok sterownika WAGO PFC200 pokazano na rys. 1.



Rysunek 1. Sterownik PLC WAGO PFC 200 (2. generacji) [4]

Schemat systemu komunikacyjnego sterownika

Głównym zadaniem opracowanego sterownika (z funkcją wieloprotokołowego translatora) jest pośredniczenie w zdalnej komunikacji pomiędzy systemem SCADA Laboratorium LINTE^2, a aparaturą zainstalowaną w jego stacji zasilającej (rozdzielnica RNN).

Sterownik stacyjny został zrealizowany na bazie sterownika WAGO PFC200, który dodatkowo wyposażono w dotykowy panel operatorski (ang. HMI) typu WAGO TP600, umożliwiający odczyt sygnałów oraz sterowanie lokalne urządzeń połączonych ze sterownikiem [5].

Sterownik, nazwany WAGO_RNN, realizuje następujące funkcje i wykorzystuje następujące protokoły komunikacyjne:

- klient komunikacyjny „odpytujący" dwadzieścia cztery urządzenia zainstalowane w stacji RNN za pomocą protokołu Modbus RTU,
- serwer komunikacyjny odpowiadający na zapytania otrzymywane z panelu HMI za pomocą protokołu Modbus TCP,
- klient komunikacyjny „odpytujący" trzy przekaźniki zabezpieczeniowe za pomocą protokołu MMS/IEC 61850,
- serwer komunikacyjny odpowiadający na zapytania otrzymywane z systemu SCADA za pomocą protokołu MMS/IEC 61850.

Ideowy schemat systemu komunikacyjnego sterownika WAGO_RNN pokazano na rys. 2.

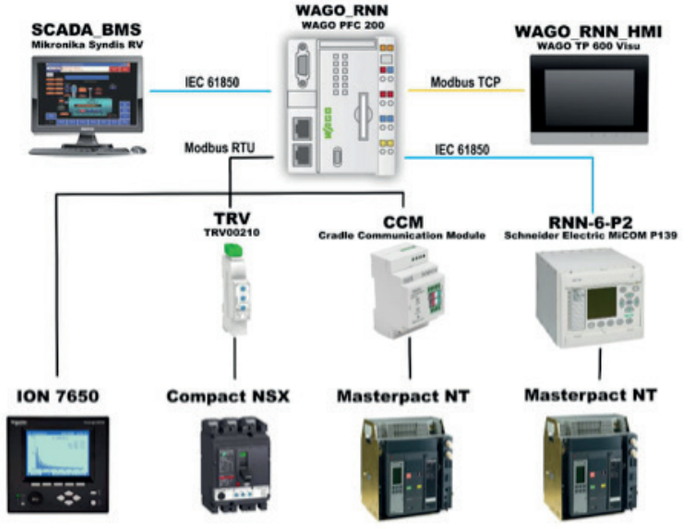
Ważnym zadaniem sterownika WAGO_RNN, oprócz umożliwienia komunikacji

pomiędzy wyżej wymienionymi podsystemami, jest również reprezentacja danych (parametrów, pomiarów i sterowań), przesyłanych pomiędzy sterownikiem a systemem SCADA, w ustandaryzowanym modelu danych zgodnym z normą IEC 61850.

Sterownik stacyjny realizuje również nadzór nad trybami komunikacji zdalny/lokalny, także zgodnie z normą IEC 61850 [6]. Dzięki temu możliwa jest m.in. realizacja sterowania pozycją wyłączników w rozdzielnicy RNN z wykorzystaniem trybu Select Before Operate, który zwiększa bezpieczeństwo eksploatacyjne wykonywania operacji łączeniowych w środowisku wielodostępnym.

Sterownik został zaprojektowany i wykonany w sposób otwarty – tak, aby w przyszłości możliwa była jego łatwa rozbudowa w celu realizacji dodatkowych połączeń komunika¬cyjnych z innymi urządzeniami/ protokołami komunikacyjnymi.

WAGO_RNN ma również możliwość wykonywania połączeń komunikacyjnych za pomocą protokołu GOOSE/IEC 61850, co jednak w aktualnej realizacji translatora nie zostało wykorzystane.



Rysunek 2. Schemat systemu komunikacyjnego sterownika WAGO_RNN

Komunikacja Modbus RTU

Protokół Modbus RTU, oparty na komunikacji szeregowej RS-232/-422/-485, należy do najpopularniejszych przemysłowych protokołów komunikacyjnych. Jest to otwarty protokół typu klient-serwer, w którym transmisja polega na odczytywaniu i zapisywaniu danych przez urządzenie zwane klientem (dawniej master) za pomocą rejestrów połączonych siecią szeregową urządzeń zwanych serwerami (dawniej slave). W standardowej sieci Modbus jest jeden klient i do 247 serwerów [7].

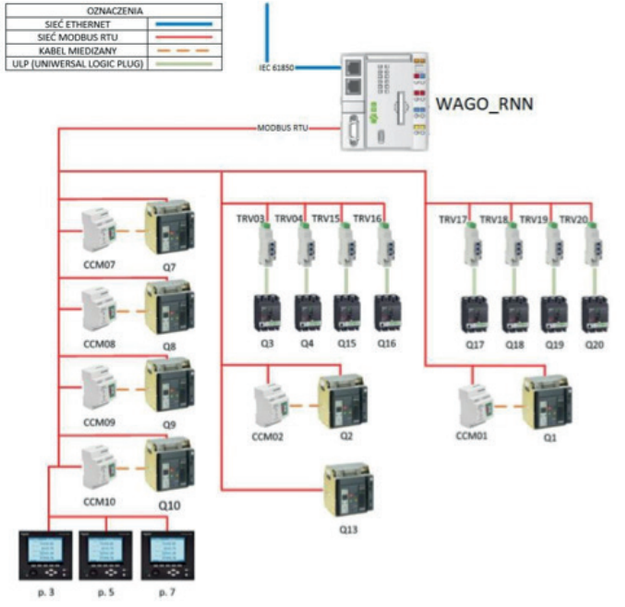
W ramach projektu wykonano nową magistralę szeregową (sieć komunikacyjną Modbus RTU) pomiędzy sterownikiem WAGO_RNN, a następującymi urządzeniami zainstalowanymi w rozdzielnicy RNN:

- 3 analizatory parametrów sieci PowerLogic ION7650 służące do akwizycji pomiarów elektrycznych w głównych węzłach stacji,

Andrzej Augusiak
Stanisław Pomykacz
Jakub Redmerski
Politechnika Gdańska

- 7 wyłączników MasterPact NT wyposażonych w moduły zabezpieczająco-sterujące MicroLogic.
- 8 wyłączników Compact NSX wraz z modułami komunikacyjnymi Modbus TRV IFM,
- 6 modułów komunikacyjnych Cradle Communication Module służących do monitorowania stanu wózków wyłączników MasterPact NT.

Szczegółowy schemat sieci komunikacyjnej Modbus RTU pokazano na rys. 3.



Rysunek 3. Schemat systemu komunikacyjnego sterownika WAGO_RNN

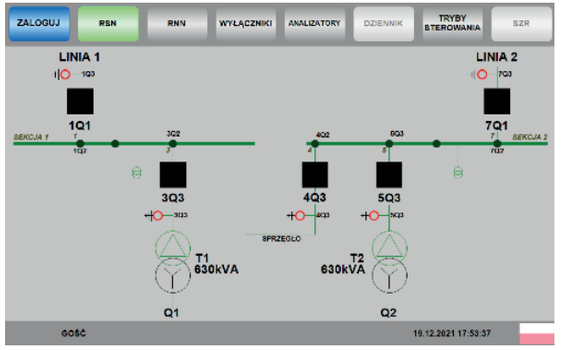
Konfigurację parametrów komunikacyjnych w protokole Modbus RTU zrealizowano w programie WAGO I/O PRO (CoDeSys 2.3), za pomocą półautomatycznego kreatora Modbus Master Configurator. W efekcie powstały odrębne podprogramy odpowiadające za komunikację z serwerami urządzeń slave – odpowiednimi wyłącznikami i analizatorami parametrów sieci w rozdzielnicy RNN.

Komunikacja Modbus TCP

Protokół Modbus TCP bazuje na standardzie sieci Ethernet TCP/IP, dzięki czemu w łatwy sposób można łączyć się pomiędzy urządzeniami posiadającymi interfejs TCP/IP.

Użycie protokołu Modbus TCP pozwoliło zrealizować komunikację sterownika WAGO_RNN z panelem HMI, przy czym oprogramowanie sterownika zrealizowano za pomocą WAGO-I/O-PRO (CoDeSys 2.3), a oprogramowanie panelu HMI za pomocą e!COCKPIT (CoDeSys 3.5).

Zrealizowana komunikacja Modbus TCP umożliwiła m.in. odwzorowanie stanu aparatów w rozdzielnicy RNN na ekranie panelu HMI, co pokazano na rys. 4.



Rysunek 4. Widok głównego ekranu aplikacji panelu HMI

Komunikacja klienta MMS/IEC 61850

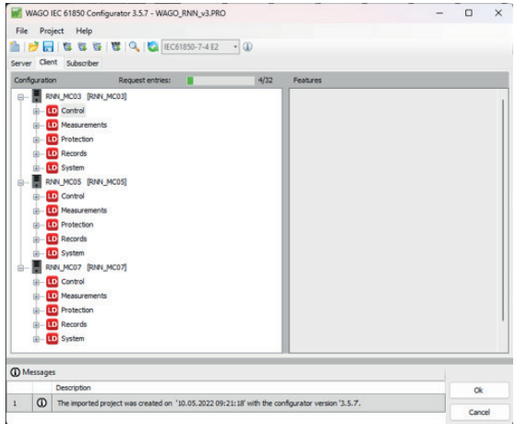
Komunikacja między WAGO_RNN, a przekaźnikami zabezpieczeniowymi MiCOM P139 zrealizowana została za pomocą protokołu komunikacyjnego MMS/IEC 61850, w którym wykonywane są sterowania i nadzór nad odpowiednimi wyłącznikami, a także nadzór nad członami zabezpieczeniowymi przekaźników.

W tym rozwiązaniu sterownik WAGO_RNN jest klientem protokołu komunikacyjnego MMS/IEC 61850, natomiast przekaźniki MiCOM P139 są serwerami IED tego protokołu.

Konfiguracja klienta MMS/IEC 61850 została utworzona za pomocą odczytu plików informacji konfiguracyjnych (ang. CID) ze skomunikowanych urządzeń IED – w tym wypadku przekaźników zabezpieczeniowych MiCOM P139.

W sterowniku WAGO_RNN oprogramowano odczyt wszystkich raportów komunikacyjnych, skonfigurowanych w przekaźnikach zabezpieczeniowych, a także sterowanie wyłącznikami z wykorzystaniem trybu Select Before Operate.

Struktura modelu danych konfiguracji klienta została pokazana na rys. 5.



Rysunek 5. Konfiguracja klienta MMS/IEC 61850 sterownika WAGO_RNN

Andrzej Augusiak
Stanisław Pomykacz
Jakub Redmerski
Politechnika Gdańska

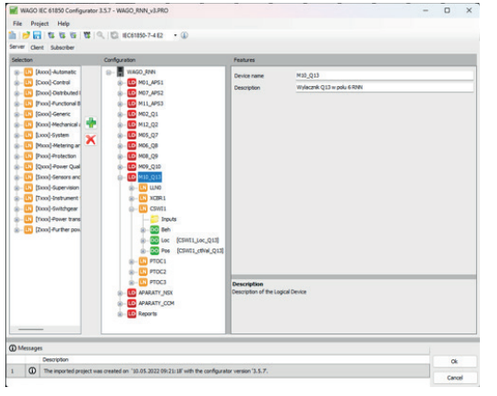
Model danych i komunikacja serwera MMS/IEC 61850

Standard IEC 61850 pozwala usystematyzować strukturę informacji dot. urządzeń IED instalowanych w sieciach i stacjach elektroenergetycznych.

Hierarchiczna struktura serwera WAGO_RNN zawiera trzynaście urządzeń logicznych (ang. Logical Devices – LD). Poszczególne LD odwzorowują informacje z pojedynczych urządzeń fizycznych (np. urządzenie logiczne M01_APS1 odwzorowuje informacje z analizatora parametrów sieci PowerLogic ION7650 zainstalowanego w polu 1 RNN), albo informacje z kilku jednakowych urządzeń fizycznych (np. urządzenie logiczne APARATY_NSX odwzorowuje dane z czterech wyłączników Compact NSX zainstalowanych w RNN).

Model danych serwera MMS/IEC 61850 sterownika WAGO_RNN pokazano na rys. 6, na którym zobrazowano również strukturę wewnętrzną urządzenia logicznego M10_Q13, zbudowanego m.in. z węzłów logicznych (ang. Logical Nodes – LN): XCBR, CSWI, PTOC.

Szczególnym urządzeniem logicznym w strukturze WAGO_RNN jest LD Reports, w którym zdefiniowano raporty przeznaczone do odczytu przez klientów serwera MMS/IEC 61850. Utworzono trzy raporty, zawierające odpowiednio: 1. pomiary z analizatorów ION7650, 2. pozycje wszystkich łączników, 3. stany wyzwolenia członów zabezpieczeniowych w wybranych wyłącznikach.



Rysunek 6. Model danych serwera MMS/IEC 61850 sterownika WAGO_RNN

Nadzór and trybem sterowania Zdalny/Lokalny

Proces sterowania pozycjami wyłączników w rozdzielnicy RNN został zaprogramowany zgodnie z normą IEC 61850. Sterowanie wyłącznikami w trybie Select Before Operate polega na rezerwacji wyłącznika przed jego wysterowaniem i odwołaniu rezerwacji po jego wysterowaniu.

Rezerwacja sterowania przez dowolnego klienta przyłączonego do sterownika WAGO_RNN powoduje, że do czasu odwołania rezerwacji żaden inny klient nie będzie w stanie wysterować zarezerwowanego wyłącznika.

Dodatkowo, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy w rozdzielnicy RNN oraz spełniania warunków rezerwacji sterowań zaprogramowano obsługę wielopoziomowych uprawnień do sterowania z wykorzystaniem trybów Zdalny/Lokalny.

Nadzór nad trybem sterowania Zdalny/Lokalny jest możliwy z poziomu panelu HMI. W celu zapewniania kontroli nad sterowaniem, każdemu klientowi (SCADA, HMI) nadano odpowiednią kategorię sterowania

Przykładowo, jeśli użytkownik pracujący lokalnie w stacji RNN ustawi na panelu HMI sterowanie w trybie Lokalny, a żądanie sterowania wystąpi z poziomu systemu SCADA (kategoria sterowania Zdalny), to sterownik uniemożliwi wykonanie takiego sterowania.

Włączenie sterownika WAGO_RNN do systemu SCADA

Odczyt raportów serwera WAGO_RNN w systemie SCADA zrealizowano za pomocą utworzenia nowego klienta protokołu MMS/IEC 61850 – na podstawie odczytu pliku CID wygenerowanego w sterowniku WAGO_RNN [8].

Na tej podstawie utworzono referencje w bazie danych systemu SCADA do odpowiednich danych otrzymywanych w raportach serwera MMS/IEC 61850. Analogiczne referencje w systemie SCADA utworzono również do sygnałów sterujących dostępnych w WAGO_RNN.

Na rysunku 7 pokazano fragment referencji adresów w bazie danych systemu SCADA do danych w raporcie WAGO_RNN_Meas, zawierających pomiary z analizatora PowerLogic ION7650, zainstalowanego w polu 3 RNN.

2100	WAGO_RNN - LLN0RPWAGO_RNN_Meas01	APS 1 - Moc Czynna
2101		APS 1 - Moc Bierna
2102		APS 1 - Moc Pozorna
2103		APS 1 - Współczynnik Mocy
2104		APS 1 - Częstotliwość
2105		APS 1 - Napięcie międzyfazowe AB
2106		APS 1 - Napięcie międzyfazowe BC
2107		APS 1 - Napięcie międzyfazowe CA
2108		APS 1 - Napięcie fazowe A
2109		APS 1 - Napięcie fazowe B
2110		APS 1 - Napięcie fazowe C
2111		APS 1 - Prąd fazy A
2112		APS 1 - Prąd fazy B
2113		APS 1 - Prąd fazy C

Rysunek 7. Referencje adresów w bazie danych systemu SCADA (fragment)

Podsumowanie

W ramach realizacji pracy dyplomowej przeprowadzono testy sterownika WAGO_RNN, które potwierdziły jego prawidłowe działanie, a w szczególności potwierdziły:

- prawidłową realizację zdalnej komunikacji z urządzeniami połączonymi za pomocą protokołów Modbus RTU, Modbus TCP oraz MMS/IEC 61850,
- prawidłową realizację sterowania łącznikami w rozdzielnicy RNN zarówno z systemu SCADA, jak i z panelu operatorskiego HMI,
- prawidłową realizację blokad sterowania łącznikami w rozdzielnicy RNN w wybranych trybach sterowania.

Wykonane testy potwierdziły również dużą przydatność sterownika WAGO PFC200 do realizacji złożonych funkcji operatorskich i komunikacyjnych w nowoczesnych stacjach elektroenergetycznych.

Andrzej Augusiak
Stanisław Pomykacz
Jakub Redmerski
Politechnika Gdańska

Autorzy dziękują przedsiębiorstwu WAGO ELWAG sp. z o.o. z Wrocławia za udostępnienie sterownika WAGO PFC200 do realizacji pracy dyplomowej.

Literatura

[1] Redmerski J., Pomykacz S.: Sterownik PLC jako wieloproto-kołowy gateway komunikacyjny przeznaczony do stacji RNN w Laboratorium LINTE^2, Politechnika Gdańska (2022)
[2] Datasheet, MGate 5109 Series, Moxa Inc. (2022)
[3] Norma PN-EN 61131-3:2013-10 - wersja angielska
[4] Product Manual, WAGO I/O System 750-8212 PFC200, WAGO GmbH & Co. KG (2022)
[5] Product Manual, WAGO Touch Panels 600 Standard Line, WAGO GmbH & Co. KG (2021)
[6] Norma PN-EN 61850-7-4:2011/A1:2020-11 - wersja angielska
[7] Modicon Modbus Protocol Reference Guide, Modicon (1996)
[8] Grabowski F., Breza M.: Dodawanie nowego urządzenia do SCADA i pConfig. Raport wewnętrzny Laboratorium LINTE^2, Politechnika Gdańska (2020)

Transformator z tyrystorowym przełącznikiem zaczepów jako obiekt sterowania

Piotr Sępka
Maciej Brzycki
Politechnika Gdańska
Laboratorium LINTE^2

Artur Cichowski
Politechnika Gdańska
Zakład Przekształtników
i Magazynowania Energii

Wprowadzenie

Transformator jest jednym z najbardziej rozpowszechnionych urządzeń stosowanych w elektroenergetyce. Można wyróżnić transformatory o stałej i zmiennej przekładni, gdzie zmienność stosunku transformowanych napięć osiąga się dzięki zaimplementowanym przełącznikom zaczepów. Urządzenia te można podzielić ze względu na warunki pracy: podobciążeniowe i bezobciążeniowe; oraz ze względu na zastosowane elementy przełączające: elektromechaniczne i energoelektroniczne.

Na szczególną uwagę zasługują energoelektroniczne, podobciążeniowe przełączniki zaczepów, które w stosunku do ich mechanicznych odpowiedników, cechują się nieograniczonymi i bardzo szybkimi przełączeniami. Cechy te są szczególnie istotne w perspektywie potrzeby rozwoju sieci elektroenergetycznych typu Smart Grid. Transformatory z takimi przełącznikami mogą stanowić ważny element w procesie regulacji napięcia w sieciach średniego (SN) i niskiego napięcia (nn), które cechują się dużym udziałem generacji rozproszonej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (OZE). Istotnym elementem poprawnej pracy takich sieci jest system teleinformatyczny zarządzający pracą urządzeń elektroenergetycznych.

W nowo projektowanych bądź modernizowanych układach automatyki stacji elektroenergetycznych, coraz większe zainteresowanie znajdują instalacje zgodnie z norma IEC 61850. Transformator z tyrystorowym przełącznikiem zaczepów, wyposażony w sterownik mikroprocesorowy, stanowi przykład inteligentnego urządzenia elektrycznego IED (ang. inteligent electronic device), którego obsługę w stosunkowo prosty sposób można zrealizować zgodnie z tą normą.

W ramach projektów studenckich, realizowanych w Laboratorium LINTE^2, przeprowadzono badania mające na celu poprawę algorytmu sterowania PPZ [1] oraz rozbudowę możliwości komunikacyjnych z wykorzystaniem standardu IEC 61850 [2]. Poruszono problem poprawnej komutacji tyrystorów i zaproponowano rozwiązanie procesu przełączania zaczepów na podstawie przeprowadzonych symulacji komputerowych. Opracowano również reprezentację modelu danych transformatorów, zainstalowanych w Laboratorium, zgodnie z normą IEC 61850.

Transformator z PPZ jako obiekt sterowania

Wyposażenie transformatorów w PPZ, umożliwia skokową zmianę ich przekładni bez potrzeby odłączania strony pierwotnej od źródła zasilania. Przed PPZ stawia się dwa główne wymagania [3]:

- w trakcie realizacji przełączania między zaczepami nie można dopuścić do połączenia bezimpedancyjnego (zwarcia) między dwoma odczepami,
- ciągłość obwodu musi być stale zachowana, przepływ mocy nie może zostać przerwany podczas przełączania zaczepów.

Przedstawione cele osiąga się z wykorzystaniem PPZ podzielonych na dwie kategorie: elektromechaniczne i energoelektroniczne. Fundamentalna różnica między nimi, polega na zastosowaniu różnych elementów dokonujących przełączeń zaczepów.

Elektromechaniczne przełączniki zaczepów składają się z co najmniej jednego elementu ruchomego, który dokonuje zmiany zaczepu poprzez przekazanie przewodzenia prądu do kolejnego odczepu za pomocą przełącznika mocy. Pomimo postępów techniki i znacznych usprawnień w konstrukcjach elektromechanicznych przełączników zaczepów, rozwiązania te wiążą się z wieloma wadami, do których należą m.in. [4]:

- powstawanie łuku elektrycznego w trakcie procesu łączeniowego przy zmianie zaczepów – efektem tego jest zanieczyszczenie oleju i zużycie styków przełączników,
- wysoki koszt eksploatacji – wiąże się ze zużyciem elementów ruchomych i potrzebą okresowej konserwacji i wymiany oleju,
- wolne przełączenia zaczepów – we współczesnych realizacjach czas działania przełącznika wynosi (3-10) s, czas ten jest zależny od czynników zewnętrznych i w procesie regulacji minimalny czas pomiędzy kolejnymi przełączeniami może przekraczać 1 min,
- duże straty mocy w procesie przełączania zaczepów – wynikające z przepływających prądów wyrównawczych,
- znacznie ograniczona zdolność łączeniowa – zwykle przyjmuje się dopuszczalną liczbę przełączeń na poziomie 40÷60/dobę.

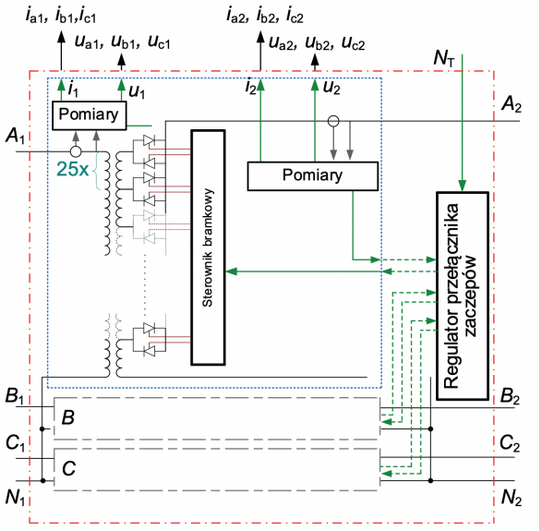
Zastosowanie elementów półprzewodnikowych pozwala zniwelować przedstawione wady i ograniczenia.

Energoelektroniczne przełączniki zaczepów, cechujące się tym, że nie posiadają elementów ruchomych, realizują przełączenie zaczepów jedynie za pomocą łączników półprzewodnikowych. Rolę tych elementów najczęściej pełnią pary tyrystorów. Na rysunku 1 przedstawiono konfigurację tyrystorowego przełącznika zaczepów transformatora badawczego zainstalowanego w Laboratorium LINTE^2.

Najważniejsze cechy energoelektronicznego przełącznika zaczepów można zestawić w następujących punktach [4, 5]:

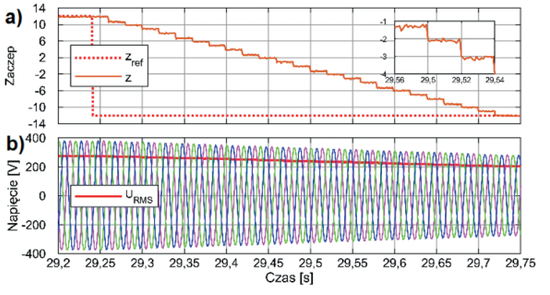
- niższe koszty eksploatacyjne,
- bardzo szybkie przełączenia zaczepów związane z dużą szybkością kluczowania elementów półprzewodnikowych,
- możliwość niesekwencyjnych zmian zaczepów,

- lepsza wydajność pracy,
- nieograniczona liczba przełączeń.



Rysunek 1. Schemat blokowy energoelektronicznego przełącznika zaczepów [4]

Szybkość przełączania pomiędzy sąsiednimi zaczepami zmian sąsiednich można zaobserwować na rys.2a zaś wpływ zmiany przekładni na poziom napięcia po stronie wtórnej, okazano na rys.2b. Badany transformator podłączono do sieci sztywnej, a przełącznik zaczepów ustawiono na jednym ze skrajnych zaczepów (zaczep +12). Wspomniane przebiegi stanowią odpowiedź systemu na wymuszenie w postaci skokowej zmiany zaczepu odpowiadającej skrajnemu położeniu przełącznika zaczepów (zaczep -12). Częstotliwość próbkowania sygnału pomiarowego wynosiła 1 kHz.



Rysunek 2. Wybrane przebiegi testu szybkości działania energoelektronicznego przełącznika zaczepów – stan bez obciążenia: a) numer zaczepu, b) przebiegi napięć fazowych oraz wartość skuteczna napięcia [4]

Na rysunku 2a widoczny jest czas zmiany pojedynczego zaczepu, który wynosi ok. 20 ms. Tak krótki czas zmiany zaczepu pozwala na dynamiczną korektę wartości napięcia w całym zakresie regulacyjnym (± 15% napięcia znamionowego dla układu przedstawionego na rysunku 1).

Pomimo wielu zalet energoelektronicznych przełączników zaczepów, one także nie pozostają bez ograniczeń, ich praca wiąże się z następującymi wadami [3]:

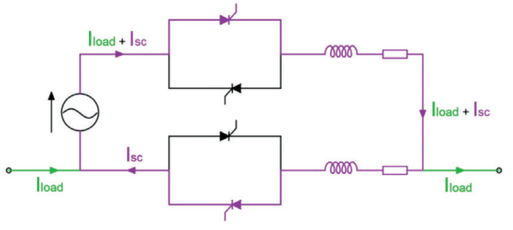
- Większe spadki napięcia na elementach półprzewodnikowych niż na przełącznikach mechanicznych,
- Wysoki koszt i duża ilość zastosowanych elementów półprzewodnikowych sprawia, że to rozwiązanie jest droższe,
- Energoelektroniczne PPZ muszą być odporne na stany przejściowe w postaci dużych skoków napięć i prądów,
- Wymagają złożonych systemów sterowania opartych o sterowniki mikroprocesorowe,
- Występowanie zwarć międzyzaczepowych w trakcie procesu przełączania zaczepów.

W celu wyeliminowania negatywnego zjawiska zwarć międzyzaczepowych rozpoczęto pracę nad wyznaczeniem optymalnych chwil komutacji tyrystorów.

Problemy komutacji tyrystorów w PPZ

Powtarzające się awarie energoelektronicznego przełącznika zaczepów transformatora znajdującego się w Laboratorium LINTE^2 skłoniły do rozpoczęcia badań polegających na znalezieniu źródła problemu.

Tyrystory umieszczone w poszczególnych gałęziach przełącznika zaczepów są załączane sygnałami bramkowymi, lecz w przeciwieństwie do tranzystorów, nadal przewodzą prąd po zaniku sygnału sterującego. W pojedynczym zaczepie transformatora umieszczona jest przeciwrównoległa para tyrystorów. Zakładając, że nie mogą być sterowane pojedynczo, lecz jedynie jako para, załączenie następnego zaczepu następuje w czasie, gdy poprzedzający zaczep jeszcze przewodzi. Przy każdym przełączeniu dochodzi do zwarcia pomiędzy zaczepami transformatora. Na rysunku 3 kolorem fioletowym oznaczono obwód prądu zwarciowego (I_{sc}), a kolorem zielonym prąd obciążenia (I_{load}).

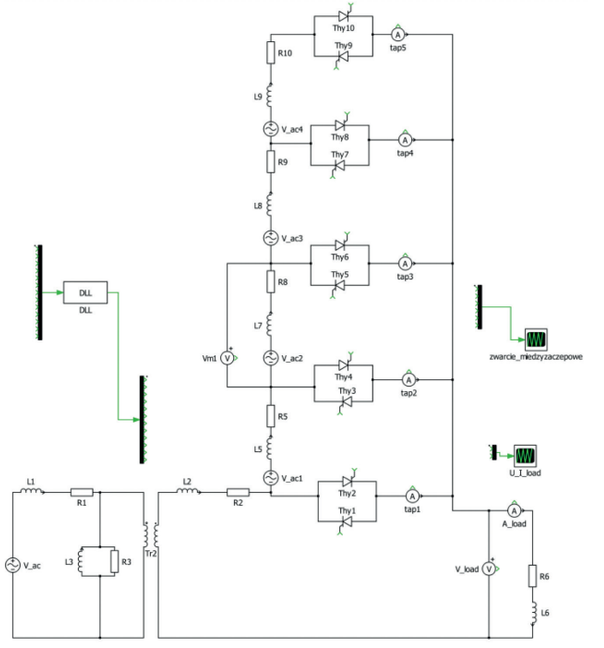


Rysunek 3. Zwarcie międzyzaczepowe

W przypadku badanego urządzenia wartość skuteczna napięcia międzyzaczepowego wynosi 5 V. Pomimo niewielkiego napięcia, prąd zwarcia międzyzaczepowego może osiągać wartości rzędu kilku kiloamperów. Jest on ograniczany wyłącznie przez indukcyjność oraz niewielką rezystancję pojedynczego zaczepu (około 0,5 mΩ). Aby zredukować wpływ tego zjawiska, jednocześnie zapewniając ciągłość zasilania, przełączenie pary tyrystorów danego zaczepu powinno nastąpić na chwilę przed przejściem prądu przez zero. W tym celu niezbędny jest pomiar prądu obciążenia płynącego przez transformator.

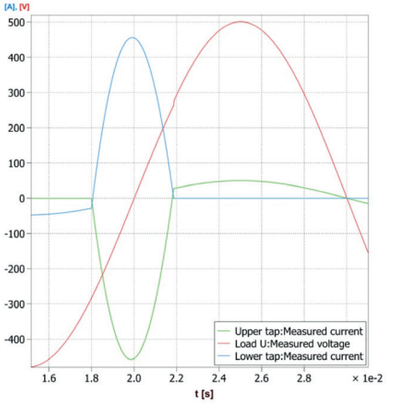
Na podstawie próby zwarcia pomiarowego i próby stanu jałowego transformatora określono jego parametry dla każdego zaczepu. W programie PLECS utworzono

model umożliwiający symulację tyrystorowego PPZ oraz testowanie algorytmów sterowania napisanych w języku C.



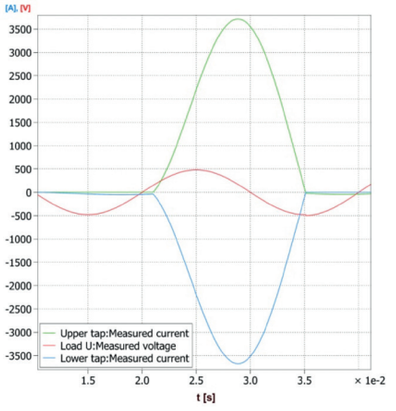
Rysunek 4. Model analizowanego przełącznika zaczepów w programie PLECS

Ponieważ przełączenia zaczepów dokonywane są w chwili przejścia prądu przez 0, to istotnym czynnikiem jest charakter obciążenia. W przypadku obciążenia bliskiego rezystancyjnemu, tak jak przedstawiono to na rysunku 4, zwarcie dwóch gałęzi nie stanowi problemu, gdyż dla wartości prądu bliskiej zero, napięcie jest również bliskie zeru. W takim przypadku wartość prądu zwarciowego w oczku między zaczepami jest niewielka.



Rysunek 5. Przebieg prądów zwarciowych przy obciążeniu rezystancyjnym

Realny problem stanowi komutacja zaczepów przy obciążeniu indukcyjnym (Rys.5). Na chwilę przed przejściem prądu przez zero, napięcie międzyzaczepowe ma zawsze przeciwnie skierowany zwrot względem prądu. Po wyzwoleniu tyrystora z kolejnej pary rozpoczyna się zwarcie miedzyzaczepowe, a prąd narasta do chwili, gdy napięcie ponownie zmieni polaryzację. Dla wartości współczynnika cos(φ) = 0,9, prąd zwarciowy narasta przez blisko 10 ms.



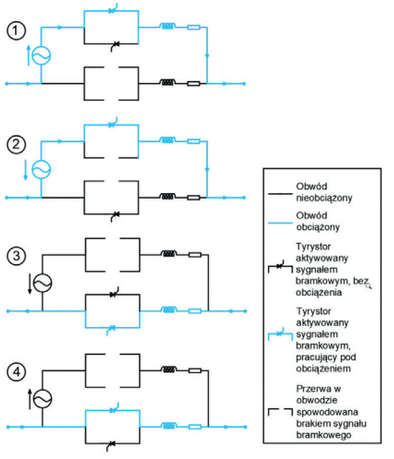
Rysunek 6. Przebieg prądów zwarciowych przy obciążeniu indukcyjnym cos(φ) = 0,9

Pojedyncze wystąpienie zwarcia międzyzaczepowego, ze względu na krótki czas jego trwania nie powinno spowodować uszkodzeń transformatora ani tyrystorów. Zagrożenie może stanowić sekwencyjne przełączenie wielu zaczepów w odstępach co 20 ms. Skumulowany skutek termiczny następujących kolejno zwarć międzyzaczepowych może powodować zniszczenie tyrystorów i/lub sterowników bramkowych. Jeszcze mniej korzystnym wyborem jest skokowa zmiana o więcej niż jeden zaczep, ze względu na zwielokrotnienie wartości napięcia między przełączanymi zaczepami. W literaturze przedstawiono kilka sposobów niwelowania skutków zwarć międzyzaczepowych. Stosowane są np. tłumiki RC równolegle do pary tyrystorów [6], które ograniczają narastanie prądu zwarciowego lub dodatkowe, równoległe tyrystory [7], które zwiększają wypadkową obciążalność prądową modułu.

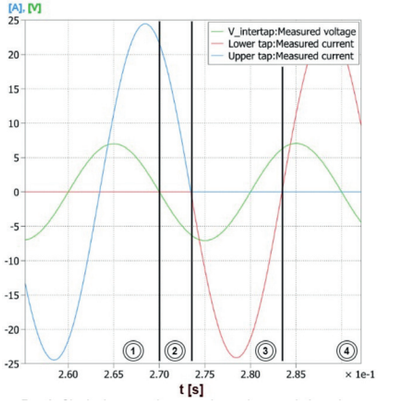
Zakładając wariant sterowania, w którym każdy tyrystor danej pary załączany jest niezależnie, możliwe byłoby zastosowanie algorytmów, które częściowo zapobiegałyby pojawianiu się zwarć. Proponowany algorytm, przetestowany symulacyjnie wymaga użycia dwukrotnie większej liczby wyjść układu sterującego oraz pomiaru nie tylko prądu obciążenia, ale także napięcia. Filtracja pomiaru prądu oraz napięcia umożliwia wyznaczanie przejścia prądu przez zero, aktualnej fazy sygnału prądowego oraz charakteru obciążenia (L, C lub R). Na podstawie tych danych obliczane są optymalne chwile przełączenia tyrystorów. Proponowany algorytm polega na naprzemiennym załączaniu tyrystorów, dzięki czemu możliwe jest uniknięcie zwarć międzyzaczepowych, ale w jednym kierunku przełączania. Dla obciążenia indukcyjnego możliwe jest bezzwarciowe zmniejszanie numeru zaczepu (Rys.6.). Wynika to z przeciwnej polaryzacji napięcia na chwilę przed przejściem prądu przez zero. W przypadku obciążenia pojemnościowego polaryzacja prądu w chwili przełączania jest zgodna z polaryzacją napięcia, co umożliwia bezzwarciowe zwiększanie numeru zaczepu.

Na rysunku 7 przedstawiono sekwencję bezzwarciowego przełączania zaczepu w dół przy obciążeniu indukcyjnym:

1. Oba tyrystory aktualnie przewodzącej pary aktywowane są sygnałami bramkowymi.
2. Chwilę przed przejściem prądu przez zero para tyrystorów aktualnego zaczepu przestaje być aktywowana sygnałem bramkowym. Aktualnie przewodzący tyrystor przewodzi dopóki prąd nie przejdzie przez zero. Załączony zostaje tyrystor o przeciwnej polaryzacji następnej pary. Nie może on zacząć przewodzić prądu, ponieważ, jest spolaryzowany w kierunku zaporowym - nie dochodzi do zwarcia między zaczepami.
3. Po przejściu przez zero i zmianie polaryzacji prądu, zaczyna przewodzić tyrystor drugiej pary. Po chwili załączany jest przeciwrównoległy, aktualnie nieprzewodzący tyrystor z pary.
4. Drugi tyrystor z pary przejmuje przepływ prądu po zmianie polaryzacji.



Rysunek 7. Sekwencja bezzwarciowego przełączania zaczepu w dół przy obciążeniu indukcyjnym



Rysunek 8. Ciągłe, bezzwarciowe przełączenie przy obciążeniu indukcyjnym, z wykorzystaniem opracowanego algorytmu

Problem zwarć międzyzaczepowych jest problemem złożonym, którego optymalne rozwiązanie jest w dalszym ciągu poszukiwane. Najbardziej rozsądne wydaje się jednoczesne wykorzystanie kilku metod zapobiegawczych i redukujących skutki zwarć. Przetestowany symulacyjnie algorytm także jest tylko częściowym rozwiązaniem problemu, ze względu na możliwość zapobiegania zwarciom wyłącznie w jednym kierunku zmian zaczepów.

Transformatory z PPZ jako urządzenia IED zgodne z normą IEC 61850

Transformatory z PPZ zainstalowane w Laboratorium LINTE^2 nie posiadają wbudowanej możliwości komunikacji za pomocą protokołu zgodnego ze standardem IEC 61850 [8]. Są one zarządzane przez dedykowane sterowniki (tzw. SJF), pracujące pod kontrolą systemu czasu rzeczywistego Simulink Real Time i komunikujące się z systemem SCADA za pomocą natywnego protokołu firmy MathWorks.

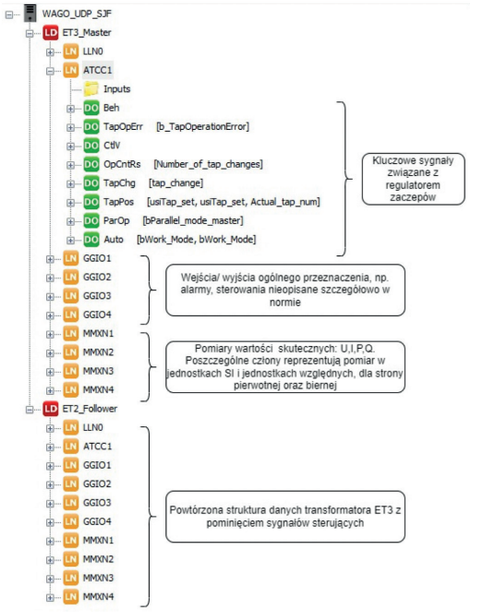
W ramach projektu studenckiego zrealizowanego w Laboratorium LINTE^2 [2], na bazie sterownika PLC WAGO PFC200 stworzono translator komunikacyjny, dzięki któremu możliwa jest komunikacja systemu SCADA ze sterownikami SJF za pomocą protokołu zgodnego ze standardem IEC 61850, przy czym komunikacja pomiędzy translatorem a sterownikami SJF odbywa się za pomocą protokołu UDP w sieci Ethernet.

Sterownik PFC200 umożliwia reprezentację modelu danych transformatorów z PPZ i z ich układami regulacji za pomocą standardowego modelu danych IEC61850 [2]. Do konfiguracji komunikacji oraz utworzenia modelu danych transformatorów posłużyła zintegrowana z programem WAGO I/O PRO aplikacja *WAGO IEC 61850 Configurator*.

Na rysunku 9 przedstawiono uruchomiony na sterowniku serwer komunikacji IEC 61850, a dokładniej jego hierarchiczną strukturę drzewiastą, zbudowaną z elementów LD (Logical Device), LN (LogicalNode), DO (Data Object) i DA (Data Attribute). Do reprezentacji struktury danych transformatora z możliwością automatycznej zmiany zaczepów za pomocą normy IEC 61850 został wykorzystany dedykowany LN ATCC (ang. *Automatic TapChanger Controller*).

Najważniejsze obiekty danych (DO) zawarte w modelu danych regulatora przełącznika zaczepów:

- TapPos – parametr Data attributeOper przesyła sygnał sterujący z zadanym numerem zaczepu. W tym obiekcie zwracana jest również informacja o aktualnym numerze zaczepu.
- Auto – wybór trybu regulacji, 0 – manualny, 1 – automatyczny.
- TapChg – Data attribute oper umożliwia sterowanie dwubitowe położeniem przełącznika zaczepów (00- reset, 01- zaczep w dół, 10- zaczep w górę, 11-stan zarezerwowany).
- ParOp – wybór trybu pracy – niezależna lub równoległa. Obiekt uznany przez normę jako obligatoryjny.
- OpCntRs – resetowalny licznik przełączeń zaczepów.
- TapOpErr – alarm sygnalizujący wystąpienie błędu przy przełączaniu zaczepu.

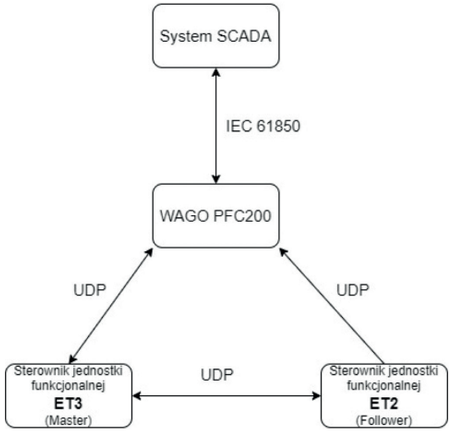


Rysunek 9. Model danych ET zgodny z normą IEC 61850

W utworzonym modelu danych dodano funkcjonalność grupowej regulacji dwóch transformatorów z PPZ pracujących równolegle. Implementacja ta opiera się na wykorzystaniu algorytmu *master-follower* [9]. W tej metodzie sterowania, spełnienie kryterium regulacji w postaci minimalizacji prądu wyrównawczego przy równoczesnym osiągnięciu wartości zadanej napięcia, bądź kompensacji mocy biernej, jest osiągane poprzez ustalenie hierarchii wśród pracujących sterowników. Jeden z nich pełni rolę sterownika nadrzędnego (master), który warunkuje pracę pozostałych sterowników podrzędnych (follower). Spełnienie kryteriów regulacji jest realizowane poprzez stałe utrzymywanie wszystkich transformatorów pracujących równolegle na jednakowych pozycjach zaczepów. Umożliwienie takiej pracy kilku urządzeń wymaga zachowania stałej komunikacji między sterownikiem nadrzędny ma sterownikami podrzędnymi [8].

Opisany algorytm master-follower zrealizowano w programie *Simulink Real-Time*, gdzie komunikacja między poszczególnymi sterownikami jest zrealizowana wewnętrznie, natomiast komunikacja z operatorem oparta jest o model danych IEC 61850 poprzez sterownik WAGO PFC 200, co zobrazowano na rysunku 10. Operator ma możliwość sterowania jednostką nadrzędną w pracy równoległej, jednak nie może wpływać na sterowania jednostek podrzędnych, ma dostęp jedynie do ich wartości pomiarowych oraz ewentualne zatrzymanie pracy danego sterownika w razie sytuacji awaryjnej.

Przeprowadzono testy stworzonego translatora komunikacyjnego w zarządzaniu pracą (z poziomu systemu SCADA) dwóch transformatorów z PPZ pracujących równolegle, potwierdzając poprawne wykonywanie sterowań i akwizycji pomiarów z obu urządzeń w protokole zgodnym z normą IEC 61850, a tym samym potwierdzając przydatność opracowanego rozwiązania do komunikacji ze starszymi urządzeniami niezgodnymi z tą normą.



Rysunek 10. Schemat komunikacji serwera IEC 61850 z dwoma transformatorami oraz systemem SCADA

Podsumowanie

W ramach niniejszego artykułu przedstawiono problematykę sterowania układem transformatora z energoelektronicznym przełącznikiem zaczepów. Na podstawie projektów studenckich, realizowanych w Laboratorium LINTE^2, opracowano i przetestowano w środowisku symulacyjnym nową metodę sterowania przełącznikiem zaczepów. Ponadto, zdefiniowano model danych dla badanych urządzeń zgodny z normą IEC 61850, co ukazuje transformator z PPZ jako urządzenie IED o dużych możliwościach regulacyjnych i komunikacyjnych. Opracowany translator komunikacyjny pozwala na łatwe osiągnięcie interoperacyjności urządzeń niezgodnych z normą IEC 61850. Skomunikowanie tym sposobem dwóch transformatorów pracujących równolegle według algorytmu master-follower ułatwia skalowalność i zwiększa elastyczność.

Badania zagadnień poruszanych w niniejszym artykule będą kontynuowane w ramach prac dyplomowych. Jako cel ustalono opracowanie algorytmu sterowania tyrystorowym przełącznikiem zaczepów, który zniweluje występowanie zjawiska zwarć międzyzaczepowych, w dowolnym kierunku przełączania zaczepu. Pozwoliłoby to zwiększenie dynamiki regulacji, ze względu na możliwość skokowej, bezzwarciowej zmiany zaczepu oraz zmniejszenie awaryjności układów tyrystorowych.

Literatura

[1] Brzycki M., Sępka P., Sposoby optymalizacja algorytmu tyrystorowego, podobciążeniowego przełącznika zaczepów transformatora, Gdańsk 2022
[2] Brzycki M., Sępka P., Komunikacja sterownika jednostki funkcjonalnej ze sterownikiem WAGO PFC200 za pośrednictwem standardu UDP, Gdańsk 2022
[3] Swinarski C., Praca równoległa oraz grupowe sterowanie podobciążeniowymi przełącznikami zaczepów transformatorów badawczych w Laboratorium LINTE^2, Gdańsk, 2018
[4] Małkowski R., Transformatory z regulacją przekładni pod obciążeniem w systemie elektroenergetycznym – zagadnienia wybrane, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 2019
[5] Faiz J., Siahkolah B., Electronic Tap-Changer for Distribution Transformers, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2011
[6] E. Martinez, I. Fernandez and J. M. Canales, "Thyristor based solid state tap changer for distribution transformers," 2013 IEEE 11th International Workshop of Electronics, Control, Measurement, Signals and their application to Mechatronics, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/ECMSM.2013.6648942.
[7] S. M. Fernández, S. M. García, C. C. Olay, J. C. Campo Rodríguez, R. V. García and J. V. López, Electronic Tap Changer for Very High-Power Medium-Voltage Lines With No Series–Parallel Thyristors, in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 65, no. 7, pp. 5237-5249, July 2018, doi: 10.1109/TIE.2017.2777380.
[8] 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
[9] Sępka P., Russo P., Zaawansowane algorytmy sterowania pracą równoległą transformatorów z podobciążeniowymi przełącznikami zaczepów – implementacja w środowisku Simulink Real-Time, Gdańsk, 2021

Pomiar impedancji pętli zwarciowej w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi selektywnymi

Kornel Borowski
Stanisław Czapp
Politechnika Gdańska

Wstęp

Pomiar impedancji pętli zwarciowej jest z jednym kluczowych etapów sprawdzania stanu ochrony przeciwporażeniowej w sieciach i instalacjach elektroenergetycznych niskiego napięcia. Pomiar ten służy ocenie skuteczności środka ochrony przy uszkodzeniu, jakim jest samoczynne wyłączanie zasilania [1, 2]. Na podstawie zmierzonej impedancji pętli zwarciowej określa się spodziewany prąd zwarciowy, który ma spowodować zadziałanie urządzenia wyłączającego (zabezpieczenia nadprądowego lub różnicowoprądowego). Dla uzyskania skutecznej ochrony zadziałanie tego zabezpieczenia ma nastąpić w czasie określonym przez normę [1]. Dla układu TN 230/400 V jest to czas 0,4 s lub 5 s w zależności od typu obwodu (np. odbiorczy czy rozdzielczy).

Rozpowszechniona w praktyce metoda pomiaru impedancji pętli wykorzystuje tzw. sztuczne zwarcie [3-9]. Po przyłączeniu miernika do instalacji lub urządzenia (rys. 1) miernik ten dokonuje pomiaru napięcia U_1, które jest napięciem sieci w miejscu pomiaru, po czym mierzone jest napięcie U_2 występujące w tym samym miejscu po załączeniu obciążenia Z_M miernika (wymuszenie przepływu prądu pomiarowego I_M – stan sztucznego zwarcia). Schemat zastępczy badanego obwodu przedstawiono na rysunku 2. Impedancję mierzoną wyznacza się na podstawie następującej zależności wykorzystującej fazory napięcia i impedancji (symbole wyjaśniono w podpisie rysunku 2):

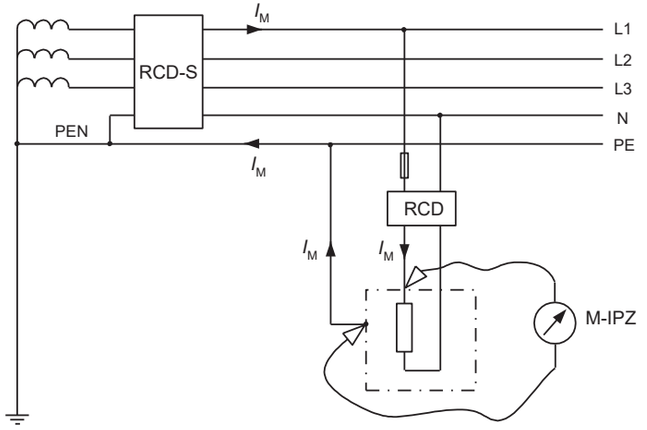
(1) $$\underline{Z} = \underline{Z}_M \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_2}{\underline{U}_2} = \underline{Z}_M \left(\frac{\underline{U}_1}{\underline{U}_2} - 1 \right)$$

Dla uproszczenia konstrukcji miernika pomiar można wykonać wyznaczając moduły odpowiednich wielkości:

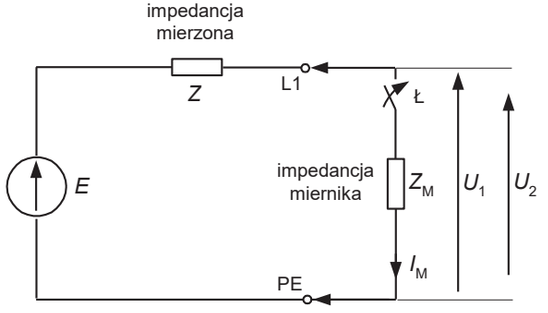
(2) $$Z_{mod} = Z_M \left(\frac{U_1}{U_2} - 1 \right)$$

co prowadzi do błędu pomiaru:

(3) $$\delta Z_{mod} = \frac{Z_{mod} - Z}{Z}$$



Rysunek 1. Przyłączenie miernika impedancji pętli zwarciowej (M-IPZ) podczas pomiaru tej impedancji w układzie TN. RCD – wyłącznik różnicowoprądowy bezzwłoczny w obwodzie odbiorczym, RCD-S – wyłącznik różnicowoprądowy selektywny w obwodzie rozdzielczym, I_M – prąd pomiarowy

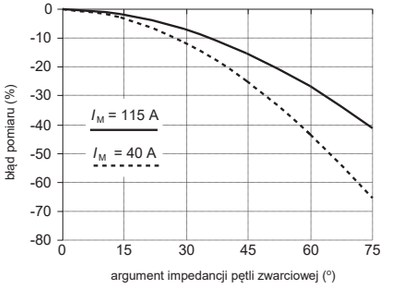


Rysunek 2. Schemat zastępczy obwodu podczas pomiaru impedancji pętli zwarciowej. E – napięcie źródła zasilania sieci, U_1 – napięcie w miejscu pomiaru przed zamknięciem łącznika Ł (U_1 = E), U_2 – napięcie w miejscu pomiaru po zamknięciu łącznika Ł, Z – impedancja mierzona, Z_M – impedancja miernika M-IPZ, I_M – prąd pomiarowy

Zgodnie z normą PN-EN 61557-3 [10], błąd roboczy, tzn. błąd całkowity w znamionowych warunkach pracy miernika nie powinien przekraczać 30%.

Jednym z czynników wpływających na dokładność pomiaru jest wartość prądu pomiarowego. Im ta wartość jest większa, tym lepsza dokładność.

Na rysunku 3 przedstawiono przykładowe błędy pomiaru w funkcji argumentu impedancji pętli zwarciowej, dla dwóch wartości prądu pomiarowego: 40 A i 115 A. Jak pokazują przebiegi z rysunku 3, znacznie mniejszy błąd można uzyskać dla tej większej wartości prądu pomiarowego.



Rysunek 3. Przykładowe przebiegi błędu pomiaru impedancji pętli zwarciowej w funkcji jej argumentu, dla dwóch wartości prądu pomiarowego: 40 A i 115 A

Jeżeli przyjrzeć się schematowi przedstawionemu na rysunku 1, to można zauważyć, że prąd pomiarowy IM jest dla wyłączników różnicowoprądowych RCD i RCD-S prądem różnicowym. Przy dużej jego wartości, zalecanej ze względu na dokładność pomiaru, istnieje więc ryzyko zbędnego zadziałania tych wyłączników podczas pomiaru. Problematyka zbędnego działania wyłączników różnicowoprądowych, w tym podczas pomiaru impedancji pętli zwarciowej, jest rozważana w publikacjach [11-13]. Wyniki badań tam zawarte dotyczą głównie wyłączników różnicowoprądowych bezzwłocznych, które są najpowszechniej stosowane. Aby uniknąć ich zbędnego zadziałania, w niektórych przypadkach należy stosować specjalne metody pomiarowe [14, 15].

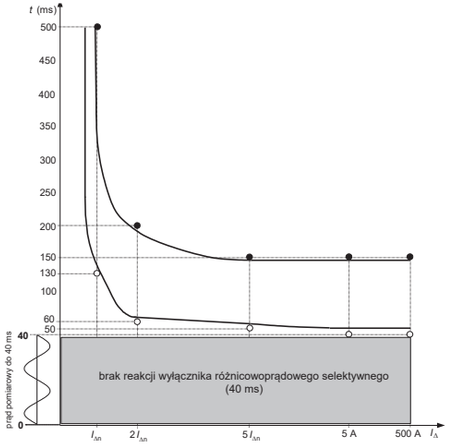
W odniesieniu do obwodów z wyłącznikami różnicowoprądowymi selektywnymi, które umieszcza się zwykle na początku instalacji jako zabezpieczenia poprzedzające, istnieje możliwość wykonania pomiaru impedancji pętli zwarciowej w sposób klasyczny, zwykłymi miernikami, a nawet wielkoprądowymi. Celem niniejszego artykułu jest wykazanie możliwości wykonania takiego pomiaru. W dalszej części opracowania scharakteryzowano wyłączniki różnicowoprądowe z punktu widzenia pomiaru impedancji pętli zwarciowej, podano warunki jego wykonania bez wyzwalania wyłączników selektywnych oraz zamieszczono przykładowe wyniki badań.

Charakterystyka wyłączników różnicowoprądowych

Wyłączniki różnicowoprądowe powinny spełniać wymagania normy [16]. Dla wyłączników różnicowoprądowych selektywnych norma ta podaje m.in. gwarantowany czas przetrzymywania oraz najdłuższy czas wyłączania w funkcji wartości prądu różnicowego. Wartości tych dwóch wspomnianych czasów podano w tabeli 1, natomiast na rysunku 4 przedstawiono charakterystykę czasowo-prądową wynikającą ze współrzędnych zawartych w tabeli 1. Jeżeli przyjrzeć się większym wartościom prądu różnicowego (5 A i 500 A na rysunku 4), to widać, że gwarantowany czas przetrzymywania zabezpieczenia wynosi 0,04 s. Przy mniejszych prądach różnicowych czas ten jest nawet dłuższy. Zatem z danych normy wynika, że każdy wyłącznik różnicowoprądowy selektywny powinien przez co najmniej 40 ms przetrzymać prąd różnicowy i to o wartościach nawet kilkuset amperów. Dotyczy to zarówno wyłączników różnicowoprądowych typu AC (reagujących tylko na prąd sinusoidalny), jak i typu A (reagujących na prąd sinusoidalny i prąd jednokierunkowy pulsujący).

Czas	Prąd różnicowy probierczy				
	$I_{\Delta n}$	$2I_{\Delta n}$	$5I_{\Delta n}$	5-200 A*	500 A
gwarantowany przetrzymywania, s	0,13	0,06	0,05	0,04	0,04
najdłuższy wyłączania, s	0,5	0,2	0,15	0,15	0,15
* o wartości prądu z podanego zakresu decyduje producent					

Tabela 1. Wartości gwarantowanego czasu przetrzymywana i najdłuższego czasu wyłączania wyłączników różnicowoprądowych selektywnych typu AC i typu A, wg normy [16]. Prąd różnicowy probierczy sinusoidalny



Rysunek 4. Charakterystyka czasowo-prądowa wyłącznika różnicowoprądowego selektywnego

W związku z powyższym mierniki impedancji pętli zwarciowej wymuszające prąd pomiarowy przez czas nie dłuższy niż 40 ms nie spowodują zbędnego zadziałania wyłączników różnicowoprądowych selektywnych. Stosowane w praktyce mierniki wymuszają przepływ prądu zwykle w przedziale 10-30 ms, zatem należy oczekiwać, że pomiar bez zbędnego zadziałania tych zabezpieczeń będzie wykonalny, mimo wartości prądu pomiarowego rzędu kilkudziesięciu czy kilkuset amperów. Poniżej przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych potwierdzających tę tezę.

Wyniki badań

Do badań reakcji wyłączników różnicowoprądowych na pomiar impedancji pętli zwarciowej wybrano mierniki, które w wyznaczonych miejscach pomiaru wymuszały prąd o następujących parametrach:

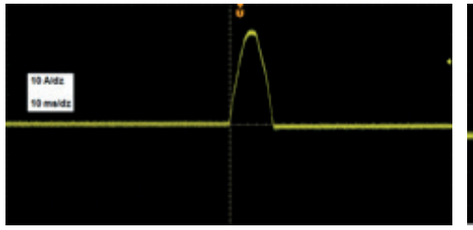
1) miernik 1 – prąd pomiarowy półfalowy (10 ms) o wartości szczytowej 30 A,

2) miernik 2 – prąd pomiarowy sinusoidalny (20 ms) o wartości szczytowej 200 A.

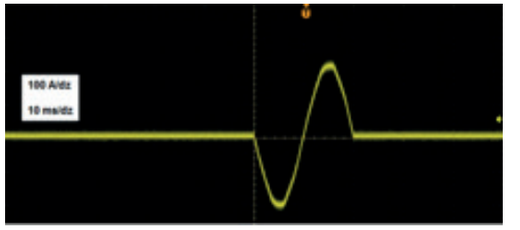
Oscylogramy prądów pomiarowych tych mierników przedstawiono na rysunkach 5 i 6.

Badano reakcję następujących czterech wyłączników różnicowoprądowych selektywnych:

- RCD-S1: $I_{\Delta n}$ = 100 mA, typ A,
- RCD-S2: $I_{\Delta n}$ = 100 mA, typ A,
- RCD-S3: $I_{\Delta n}$ = 300 mA, typ AC,



Rysunek 5. Oscylogram prądu pomiarowego miernika 1. Czas przepływu prądu 10 ms, wartość szczytowa prądu 30 A



Rysunek 6. Oscylogram prądu pomiarowego miernika 2. Czas przepływu prądu 20 ms, wartość szczytowa prądu 200 A

- RCD-S4: $I_{\Delta n}$ = 300 mA, typ A.

Dla porównania pokazano też reakcję następujących wyłączników różnicowoprądowych bezzwłocznych:

- RCD-5: $I_{\Delta n}$ = 300 mA, typ AC.
- RCD-6: $I_{\Delta n}$ = 300 mA, typ A.

Po zainstalowaniu danego wyłącznika w obwodzie, pomiar impedancji pętli zwarciowej wykonano trzykrotnie (w odstępach kilku sekund pomiędzy kolejnymi próbami) i notowano, czy wyłącznik ten pozostał stanie zamkniętym, czy zadziałał. W przypadku półfalowego przebiegu prądu wspomniany trzykrotny pomiar wykonano dla każdej biegunowości półfali. W tabeli 2 umieszczono wyniki badań.

Wyniki badań potwierdzają spostrzeżenia zawarte w rozdziale „Charakterystyka wyłączników różnicowoprądowych". Żaden z wyłączników selektywnych nie zadział podczas prób. Szczególnie istotna jest informacja, że pomiar można było wykonać nawet miernikiem wielkoprądowym, wymuszającym prąd o wartości szczytowej 200 A (około 140 A wartości skutecznej) w czasie 20 ms. Zatem w obwodach rozdzielczych, głównie tych o przewadze reaktancji w mierzonej impedancji pętli, dla uzyskania dobrej dokładności pomiaru warto stosować takie mierniki i nie należy obawiać się zbędnego wyzwalania wyłączników różnicowoprądowych selektywnych.

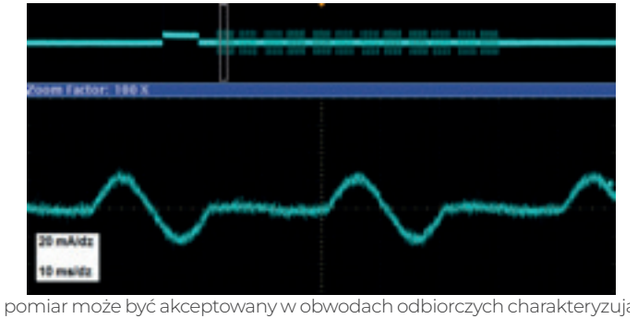
Wyłączniki różnicowoprądowe bezzwłoczne (RCD-5 i RCD-6) przy pomiarach prądem o wartości szczytowej 30 A lub większej, zgodnie z oczekiwaniami, wyzwalały zbędnie, ponieważ norma [16] nie określa dla takich wyłączników gwarantowanego czasu przetrzymywania. Należy jednak zauważyć, że jako zabezpieczenie poprzedzające wyłączniki różnicowoprądowe w obwodach odbiorczych, należy stosować wyłącznik różnicowoprądowy selektywny, aby uzyskać wybiorcze działanie zabezpieczeń na kolejnych stopniach. Taki typ wyłącznika jest więc najbardziej prawdopodobny w obwodzie rozdzielczym.

W mierniku nr 1 można aktywować opcję „RCD", która umożliwia pomiar impedancji pętli zwarciowej prądem sinusoidalnym o wartości szczytowej około 20 mA (wartości skutecznej około 14 mA). Oscylogram tego prądu przedstawia rysunek 7. Celem zastosowania tak małej wartości prądu jest zapobieganie zbędnemu wyzwalaniu wyłączników różnicowoprądowych nawet o $I_{\Delta n}$ = 30 mA. Tym bardziej nie powoduje to wyzwalania wyłączników różnicowoprądowych o większym znamionowym prądzie różnicowym zadziałania, np. wymienionych wyżej wyłączników o $I_{\Delta n}$ = 100 mA i $I_{\Delta n}$ = 300 mA.

Próba	Badany wyłącznik różnicowoprądowy					
	RCD-S1	RCD-S2	RCD-S3	RCD-S4	RCD-5	RCD-6
	i_{max} = 30 A (rys. 5, połfala dodatnia)					
próba 1	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
próba 2	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
próba 3	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
	i_{max} = 30 A (półfala ujemna)					
próba 1	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
próba 2	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
próba 3	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
	i_{max} = 200 A (rys. 6, przebieg pełnofalowy sinusoidalny)					
próba 1	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
próba 2	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z
próba 3	NZ	NZ	NZ	NZ	Z	Z

Oznaczenia:
NZ – wyłącznik nie zadziałał (pomiar impedancji pętli możliwy)
Z – wyłącznik zadziałał
i_{max} – wartość szczytowa prądu pomiarowego

Tabela 2 Wyniki badań wyłączników różnicowoprądowych



Rysunek 7. Oscylogram prądu pomiarowego miernika 1 po wybraniu opcji „RCD". Czas przepływu prądu: wielokrotny przepływ przez 20 ms i przedziały bezprądowe 20 ms. Wartość szczytowa prądu 20 mA

Taki pomiar może być akceptowany w obwodach odbiorczych charakteryzujących się stosunkowo dużą impedancją (rezystancją) pętli zwarciowej. Stosowanie tak małej wartości prądu w obwodach rozdzielczych (mała wartość impedancji), jest jednak dyskusyjne, ponieważ może prowadzić do znacznych błędów. Celowe jest więc wykorzystywanie wtedy mierników o relatywnie dużej wartości prądu pomiarowego, tym bardziej, że nie stwarzają one kłopotów w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi selektywnymi.

Wnioski

Przedstawione w artykule wyniki badań pokazały, że pomiar impedancji pętli zwarciowej w obwodach chronionych wyłącznikami różnicowoprądowymi selektywnymi nie sprawia trudności. Do wykonania tego pomiaru można wykorzystywać nawet mierniki wielkoprądowe i nie następuje zbędne zadziałanie wspomnianych wyłączników. Jest to spowodowane gwarantowanym czasem przetrzymywania wyłączników selektywnych (40 ms) dłuższym niż czas wymuszania prądu pomiarowego przez powszechnie dostępne mierniki impedancji pętli zwarciowej (10-30 ms). Przystępując do pomiarów w obwodach z wyłącznikami różnicowoprądowymi należy sprawdzić w karcie katalogowej lub instrukcji obsługi miernika parametry prądu pomiarowego. Ważna jest zarówno wartość prądu, jak i czas jego przepływu.

Literatura

[1] PN-HD 60364-4-41:2017-09 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym

[2] PN-HD 60364-6:2016-07 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie

[3] Katarzyński J., Olesz M., Pomiar impedancji pętli zwarciowej w instalacjach fotowoltaicznych dużych mocy z magazynowaniem energii, Przegląd Elektrotechniczny, 98 (2022), nr 3, 25-27, doi:10.15199/48.2022.03.06

[4] Kaspirek M., Mezera D., Voltage quality parameters in LV distribution grids in dependence, on short circuit impedance, 22nd Int. Conf. Electricity Distribution, Stockholm, 10-13 June 2013, https://doi.org/10.1049/cp.2013.0580

[5] Aigner M., Schmautzer E., Sigl Ch., Measurement of fault loop impedances in different low voltage network configurations, Electrical Engineering Electronic Journal, 2013, nr 1

[6] Harris M.B., Kelley A.W., Rhode J.P., Baran M.E., Instrumentation for measurement of line impedance, Proc. of APEC'94, 1994, 887-893, https://doi.org/10.1109/APEC.1994.316304

[7] Pedersen K.O.H., Nielsen A.H., Poulsen N.K., Short-circuit impedance measurement, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 150 (2003), nr 2, 169-174, https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20030193

[8] Roskosz R., Ziółko M., Measurement accuracy of short-circuit loop impedance in power systems, Proc. XVII IMEKO World Congr., TC4, Dubrovnik, June, 2003, 903-907

[9] Neamt L., Neamt A., Chiver O., Improved procedure for earth fault loop impedance measurement in TN low-voltage network, Energies, 14 (2021), https://doi.org/10.3390/en14010205

[10] PN-EN 61557-3:2007 Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych – Część 3: Impedancja pętli zwarcia

[11] Roldan-Porta C., Escriva-Escriva G., Carcel-Carrasco F.J., Roldán-Blay C., Nuisance tripping of residual current circuit breakers: A practical case, Electric Power Systems Research, 106 (2014), 180-187, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.07.020

[12] Czapp S., Residual Current Devices: Selection, Operation, and Testing, Academic Press (2022), https://doi.org/10.1016/C2020-0-02927-0

[13] Czapp S., Fault loop impedance measurement in low voltage network with residual current devices, Elektronika ir Elektrotechnika, 122 (2012), nr 6, 109-112

[14] Roskosz R., Nowe metody pomiaru impedancji pętli zwarciowej dużym pełnofalowym prądem pomiarowym bez wyzwalania wyłączników różnicowoprądowych, INPE: Informacje o Normach i Przepisach Elektrycznych, 172-173 (2014), 38-50

[15] Czapp S., Borowski K., Verification of safety in low-voltage power systems without nuisance tripping of residual current devices, Electric Power Systems Research, 172 (2019), 260-268, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.03.027

[16] PN-EN 61008-1:2013-05 Wyłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB) – Część 1: Postanowienia ogólne

Krajowe stacje średnich napięć – przegląd rozwiązań i technologii

Waldemar Dołęga
Politechnika Wrocławska

1. Wprowadzenie

Stacje elektroenergetyczne SN obejmują zespoły urządzeń elektroenergetycznych wraz z szynami zbiorczymi, połączeniami elektrycznymi, elementami izolacyjnymi, konstrukcją mechaniczną i osłonami, które wspólnie tworzą układ zdolny do transformacji energii elektrycznej z jednego poziomu napięcia na drugi i jej rozdzielania oraz do łączenia i zabezpieczenia obwodów zasilających i odbiorczych [9]. Pełnią one ważne funkcje w lokalnym systemie elektroenergetycznym i stanowią węzły dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej SN.

Stacje elektroenergetyczne SN obejmują stacje SN/nN i stacje SN/SN. Te pierwsze są stacjami o napięciu 6, 10, 15, 20 lub 30 kV służącymi do rozdziału energii elektrycznej oraz do zasilania sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia. Stosuje się je do zasilania: osiedli mieszkaniowych w miastach, parków i terenów rekreacyjnych, osiedli podmiejskich i wsi, placów budów, zakładów przemysłowych i warsztatów rzemieślniczych [11]. Te drugie służą - obok rozdziału energii - do transformacji z jednego poziomu napięcia średniego na drugi np. 20 kV/6 kV, 20 kV/10 kV, 15 kV/6 kV [9].

Łącznie w kraju znajduje się obecnie 261169 stacji elektroenergetycznych SN, w których użytkowanych jest 261079 transformatorów SN/nn i 1179 transformatorów SN/SN [3].

Stacje elektroenergetyczne SN są złożonymi obiektami elektroenergetycznymi. To powoduje, że istnieje kilka ich klasyfikacji. Jedną z najważniejszych jest klasyfikacja ze względu na wartość napięcia znamionowego strony górnej, wg której stacje dzieli się na stacje: 6, 10, 15, 20 lub 30 kV [9]. Druga ważna klasyfikacja dotyczy roli i znaczenia stacji w lokalnym systemie elektroenergetycznym. Tutaj w obszarze zasilania odbiorców zlokalizowanych w miastach wyróżnia się stacje: rozdzielnie sieciowe miejskie (RSM) – SN/SN oraz punkty transformatorowe (PT) lub punkty zasilania (PZ) – SN/nN, natomiast w obszarze zasilania odbiorców przemysłowych wyróżnia się stacje: rozdzielnie sieciowe przemysłowe (RSP) – SN/SN, stacje główne (SG) lub główne stacje zasilające (GSZ) – SN/SN lub SN/nN, stacje pośrednie (SP) – SN/SN i stacje oddziałowe (SO) – SN/nN [9]. Trzecia ważna klasyfikacja dotyczy budowy stacji i wyróżnia stacje: wnętrzowe i napowietrzne. Ponadto często stosuje się klasyfikacje ze względu na miejsce pracy w dystrybucyjnej sieci elektroenergetycznej i wyróżnia się wówczas stacje: miejskie, wiejskie i przemysłowe oraz ze względu na liczbę transformatorów w stacji [9]. W takim przypadku stacje SN dzieli się na: jednotransformatorowe, dwutransformatorowe lub trójtransformatorowe.

2. Stacje SN/SN

Stacje SN/SN są przystosowane do współpracy z siecią kablową lub kablowo-napowietrzną średnich napięć o układzie pierścieniowym lub promieniowym. Najczęściej są to rozbudowane rozwiązania wnętrzowe lub prefabrykowane kontenerowe, których schemat i wyposażenie zależą od rodzaju i funkcji stacji w lokalnym dystrybucyjnym systemie elektroenergetycznym.

Stacje SN/SN wyposażone są przeważnie w transformatory o mocach znamionowych do 1600 kVA i dwie rozdzielnice SN o różnym poziomie napięć np. 20 i 6 kV w przypadku stacji 20/6 kV [11]. Przy czym liczba pól w tych rozdzielnicach jest dostosowana do potrzeb inwestora i projektanta. W polach zasilających stosuje się przeważnie wyłączniki, natomiast w polach odpływowych wyłączniki (ważne odbiory) lub rozłączniki bezpiecznikowe. W zależności od liczby pól odbiorczych oraz wymaganej pewności zasilania przyjmuje się odpowiedni układ szyn zbiorczych. Najczęściej jest to układ z pojedynczym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych, natomiast najbardziej rozbudowanym układem połączeń takich stacji jest układ z podwójnym sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych [9].

W stacjach SN/SN najczęściej są stosowane rozdzielnice SN wolnostojące, prefabrykowane, modułowe, dwuczłonowe, osłonięte w izolacji powietrznej lub w izolacji SF_6 [11]. Odznaczają się one m.in.: bardzo dużym bezpieczeństwem obsługi, dużą odpornością na wpływ środowiska, dużą trwałością mechaniczną i łączeniową zastosowanych łączników, blokadą napędów łączników uniemożliwiającą wykonanie błędnych czynności łączeniowych i małymi wymaganiami dotyczącymi ich obsługi i konserwacji.

3. Stacje SN/nN

Stacje SN/nN są przystosowane do współpracy z siecią kablową lub kablowo-napowietrzną średniego napięcia o układzie pierścieniowym lub promieniowym oraz siecią kablową lub napowietrzną niskiego napięcia [10].

Stacje SN/nN wyposażone są przeważnie w transformatory o mocach znamionowych do 1000 kVA, rozdzielnicę SN oraz rozdzielnicę nN o liczbie pól dostosowanych do potrzeb inwestora i projektanta. Przy czym istnieje bardzo duży wybór zarówno rozdzielnic SN i nN.

W stacjach SN stosuje się przeważnie jeden, a czasami dwa transformatory olejowe lub suche, przy czym te ostatnie o mocy znamionowej nawet do 1600 kVA [11]. Najpopularniejsze są jednostki o mocach: 630 i 1000 kVA w przypadku stacji kontenerowych prefabrykowanych oraz 250 i 400 kVA w przypadku stacji słupowych.

Rozdzielnica SN jest realizowana w izolacji powietrznej lub izolacji SF_6. Jako konstrukcja jedno- lub dwuczłonowa wykonana w wersji jednoprzedziałowej lub wieloprzedziałowej [10]. Jest realizowana przeważnie w układzie z pojedynczym niesekcjonowanym lub sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych. Przy czym ten drugi układ dobiera się w sytuacji większej liczby pól i przy co najmniej dwóch niezależnych źródłach zasilania [9]. Często liczba sekcji odpowiada liczbie źródeł zasilania. W sytuacji, gdy są szczególnie wysokie wymagania dotyczące niezawodności zasilania stosuje się układ z podwójnym systemem szyn zbiorczych [9].

Rozdzielnica SN składa się z jednego w przypadku stacji słupowych lub z większej liczby pól rozdzielczych w przypadku stacji kontenerowych prefabrykowanych.

Wówczas przeważnie są to: trzy, cztery lub pięć pól rozdzielczych: liniowych, transformatorowych, pomiarowych i sprzęgłowych (w przypadku sekcjonowania szyn zbiorczych) [11]. Przykładowo dla konfiguracji trójpolowej może być to jedno pole transformatorowe i dwa pola liniowe. Natomiast w przypadku konfiguracji pięciopolowej w stacji dwutransforamatorowej rozdzielnica SN składa się z: dwóch pól transformatorowych, dwóch pól liniowych i jednego pola sprzęgłowego [13].

W polach rozdzielnic SN stosuje się różnorodną aparaturę łączeniową. Są to wyłączniki (małoolejowe, próżniowe lub z SF6) oraz rozłączniki z izolacją powietrzną i bezpieczniki. Ponadto stosuje się odłączniki, uziemniki oraz styczniki. Te ostatnie w sytuacji zasilania odbiorów charakteryzujących się częstym załączaniem i wyłączaniem. Ze względów bezpieczeństwa rozdzielnice SN powszechnie wyposaża się w systemy blokad elektrycznych i mechanicznych, które uniemożliwiają: otwarcie drzwi szafy rozdzielnicy lub modułu (pola) przy pracujących urządzeniach elektrycznych, wyko¬nanie błędnych czynności łączeniowych itp. [10].

Rozdzielnica nN jest realizowana w izolacji powietrznej, w układzie z pojedynczym niesekcjonowanym lub sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych o liczbie pól uzależnionych od potrzeb inwestora [11].

W polach rozdzielnic nN jako aparaturę łączeniową stosuje się: wyłączniki samoczynne, rozłączniki bezpiecznikowe lub rozłączniki z bezpiecznikami.

Prawidłowa praca stacji SN/nN w warunkach normalnych i minimalizacja skutków zakłóceń w stanach awaryjnych wymaga właściwego doboru parametrów stacji, parametrów rozdzielnic SN i nN w niej zainstalowanych, ich konfiguracji i wyposażenia oraz parametrów aparatów zainstalowanych w stacji i przekrojów szyn, kabli oraz przewodów.

4. Uwarunkowania prawne i normatywne

Stosowane rozwiązania techniczne i konstrukcyjne w stacjach SN muszą spełniać aktualne wymagania prawne i normatywne.

Wymagania ogólne dla stacji SN określane są najczęściej przez operatora systemu dystrybucyjnego w wytycznych dotyczących standaryzacji tych stacji, standardach technicznych lub specyfikacjach funkcjonalnych. Przykładem takich dokumentów są: [5] i [6]. Proces projektowania i budowy tych stacji musi być realizowany zgodnie z zasadami wiedzy technicznej i obowiązującymi w tym zakresie aktami prawnymi (ustawami i rozporządzeniami), instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowaną przez operatora systemu dystrybucyjnego właściwego dla terenu lokalizacji stacji (np. [4]) oraz dokumentami technicznymi opracowanymi przez wspomnianego operatora i normami przedmiotowymi, z których najważniejszymi są normy [7] oraz [8]. Przy czym najważniejszymi aktami prawnymi w tym obszarze jest ustawa – Prawo Budowlane [1] i akt wykonawczy do niej - rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [2].

Norma PN-EN 62271-202:2014-12 [7] jest podstawową normą w odniesieniu do stacji prefabrykowanych SN. Norma ta dotyczy wymagań konstrukcyjnych, technicznych, wyposażenia oraz poszczególnych metod badań urządzeń. Obejmuje nie tylko główne komponenty stacji takie jak transformator, rozdzielnica SN, rozdzielnica nN, ale również inne jej wyposażenie.

Powyższa norma jest ściśle powiązana z następującymi normami:

- PN-EN 62271-200:2022-02 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza: Rozdzielnice prądu przemiennego w osłonach metalowych na napięcie znamionowe powyżej 1 kV do 52 kV włącznie,
- PN-EN 62271-1:2018-02 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza - Część 1: Postanowienia wspólne,
- PN-EN IEC 61439-1:2021-10 Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe - Część 1: Postanowienia ogólne,
- PN-EN 60529:2003 Stopnie ochrony zapewnionej przez obudowy (kod IP).

W normie PN-EN 62271-202:2014-12 określono wymagania dotyczące zakresu badań typu kontenerowej stacji prefabrykowanej SN/nn, które są szczególnie ważne w aspekcie bezpiecznej i długotrwałej eksploatacji stacji. Obejmują one: sprawdzenie poziomu izolacji, sprawdzenie przyrostu temperatury dla komponentów zainstalowanych, określenie klasy obudowy w stacji, sprawdzenie obwodów uziemiających, próby funkcjonalności w celu sprawdzenia działania zestawu, sprawdzenie stopnia ochrony, sprawdzenie odporności obudowy stacji na narażenia mechaniczne, próby w warunkach łukowego zwarcia wewnętrznego (klasyfikacja IAC), sprawdzenie kompatybilności elektromagnetycznej oraz sprawdzenie poziomu hałasu (na życzenie użytkownika). Ponadto, w normie [7] zdefiniowano 6 klas obudowy: 5, 10, 15, 20, 25 i 30. Dodatkowo określono, w zakresie wymagań konstrukcyjnych, wytyczne do prób obwodów uziemiających po stronie SN stacji, uzależniając procedurę próby od przewidywanego sposobu uziemienia punktu neutralnego sieci, w której stacja będzie eksploatowana [11]. Ponadto określono procedurę próby nagrzewania w oparciu o zasilenie obwodów SN i nn z dwóch niezależnych źródeł. Dodatkowo w omawianej normie wprowadzono obligatoryjne badania łukoodporności oraz klasyfikację odporności stacji na łuk wewnętrzny (IAC) [11]. Przyjęto również, że komponenty stacji muszą posiadać udokumentowane badania typu wg znowelizowanych norm przedmiotowych.

W normie PN-EN 62271-202:2014-12 określono wymagania kompatybilności elektromagnetycznej, w sytuacji gdy komponenty stacji zawierają elementy elektroniczne. Ponadto określono procedurę optymalnego doboru stacji do warunków w miejscu przyszłej eksploatacji [7].

Obok wspomnianych wymagań prawnych i normatywnych rozwiązania techniczne i konstrukcyjne w stacjach SN muszą spełniać jeszcze inne wymagania. Obejmują one m.in.: dostateczną niezawodność pracy stacji, łatwość eksploatacji, spełnienie wymagań dotyczących warunków zasilania odbiorców (rezerwowanie zasilania), możliwość łatwej rozbudowy, bezpieczeństwo personelu obsługującego oraz możliwie najmniejsze nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne [9]. Wymagania te decydują m.in. o jakości, pewności i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych i dlatego muszą być spełnione zarówno w warunkach pracy normalnej jak i zakłóceniowej.

5. Rozwiązania techniczne i konstrukcyjne stacji SN

Na terenie kraju spotyka się wiele rozwiązań technicznych i konstrukcyjnych stacji SN. Obejmują one stacje: prefabrykowane (betonowe i metalowe, kontenerowe, zagłębione i podziemne), wnętrzowe (wolnostojące, wbudowane, prefabrykowane budynkowe i wieżowe), kontenerowe (tymczasowe i przemieszczalne) oraz słu-

powe. Przy czym najczęściej w sieci dystrybucyjnej SN występują stacje prefabrykowane kontenerowe i stacje słupowe [11].

Prefabrykowane kontenerowe stacje transformatorowe SN/nN (rys.1) są stacjami przeznaczonymi zasadniczo do zasilania odbiorców: miejskich, wiejskich, osiedlowych oraz przemysłowo-usługowych z sieci napowietrznej lub kablowej SN o napięciu 6÷20 kV, wyjątkowo 30kV [11]. W stacjach tych instaluje się transformatory o mocach znamionowych od 160 do 1000 kVA, a niekiedy nawet transformatory suche do 1600 kVA. W kontenerowych stacjach transformatorowych stosuje się rozdzielnice SN w izolacji powietrznej lub izolacji SF6 oraz rozdzielnice nN w izolacji powietrznej.

W stacjach kontenerowych SN/nN o niewielkich wymaganiach dotyczących pewności pracy, z jednym źródłem zasilania, stosuje się pojedynczy niesekcjonowany system szyn zbiorczych [11]. Przy większej liczbie pól i co najmniej dwóch niezależnych źródłach zasilania dobiera się powszechnie pojedynczy sekcjonowany system szyn zbiorczych [11].

Rysunek 1. Kontenerowa stacja transformatorowa [9]

Kontenerowe stacje charakteryzują się małymi wymiarami oraz krótkim czasem montażu. Wytwarzane są w całości w specjalistycznych zakładach produkcyjnych. W miejscu zainstalowania wykonuje się jedynie ich montaż końcowy.

Prefabrykowane kontenerowe stacje transformatorowe dzieli się ze względu na rodzaj obudowy na stacje: w obudowie betonowej lub metalowej, natomiast w zależności od możliwości realizacji obsługi na stacje: z obsługą wewnętrzną lub zewnętrzną [10]. Stacje te są budowane jako stacje przelotowe lub końcowe, w zależności od potrzeby późniejszego ich wykorzystania [9].

Stacje kontenerowe z obsługą wewnętrzną charakteryzują się większymi rozmiarami niż stacje z obsługą z zewnątrz. Posiadają ponadto szerszą gamę wyboru rozdzielnic SN i nN. Stosuje się w nich również transformatory o większych mocach. Ponadto mogą to być stacje wielotransformatorowe. Najczęściej stacje takie wyposażone są w jeden lub dwa transformatory. Zastosowanie dwóch transformatorów w jednej stacji pozwala np. na zasilenie większego osiedla, nie powodując zwiększenia kosztów przy budowie kolejnej stacji, znajdującej się w obrębie osie-

dla [11]. Niestandardowym wykonaniem jest zastosowanie trzech transformatorów. Liczba pól SN i odpływów nN zależy od spełnianej przez te stacje funkcji w systemie elektroenergetycznym.

Wnętrze stacji dzieli się na 2 lub 3 części główne. Pierwszą część stanowi transformator lub transformatory, które ze względu na bezpieczeństwo obsługi, oddzielone są siatką i/lub rozdzielnica nN. Drugą część stanowią rozdzielnice SN i nN. Na życzenie operatora systemu dystrybucyjnego rozdzielnica SN może być podzielona na: część operatora i część odbiorcy [11].

W stacjach z obsługą zewnętrzną, rozmiar gabarytowy stacji jest ograniczony. Oprócz standardowego wykonania stacji, składającego się z transformatora, rozdzielnicy SN i rozdzielnicy nN, spotyka się również stacje, w których pominięto rozdzielnice SN lub nN [11]. Duży wpływ na liczbę pól rozdzielnicy SN posiada wielkość gabarytowa stacji. Przeważnie można spotkać stacje z obsługą z zewnątrz, w których maksymalna liczba pól SN wynosi 4, a dla rozdzielnic nN liczba odpływów waha się od 5 do 20, w zależności od producenta [11]. Stacje budowane są na moce transformatorów od 160 kVA do 630 kVA z możliwością zainstalowania tylko jednego transformatora [10].

Kontenerowe stacje prefabrykowane mają wiele wariantów rozwiązań, co pozwala na optymalny dobór ich wyposażenia, dostosowany do potrzeb inwestora. Jest wśród nich wiele ciekawych innowacyjnych rozwiązań przystosowanych do użytkowania w aglomeracjach miejskich np. stacje typu słup ogłoszeniowy (rys.2), które swoją konstrukcją przypominają słup ogłoszeniowy i bardzo dobrze wkomponowują się w istniejące otoczenie. Są to stacje wyposażone w transformator o maksymalnej mocy 630 kVA umieszczony na piętrze, trój- lub czteropolową rozdzielnicę SN z izolacją gazową SF6 oraz maksymalnie dwunastopolową rozdzielnicą nN z rozłącznikami bezpiecznikowymi umieszczone na parterze [13].

Rysunek 2. Stacja transformatorowa słup ogłoszeniowy [14]

Słupowe stacje transformatorowe (rys.3) są stacjami napowietrznymi przeznaczonymi zasadniczo do zasilania odbiorców wiejskich, miejskich i podmiejskich z sieci napowietrznej lub kablowej SN o napięciu maksymalnie 30 kV, najczęściej 15 i 20kV. Wytyczne dotyczące budowy i konstrukcji stacji słupowych wyróżniają

dwa typy takich stacji, które dzielą się ze względu na swoją funkcję na: przelotową zlokalizowaną w linii napowietrznej, kablowej lub na połączeniu linii napowietrznej i kablowej oraz końcową zasilaną linią napowietrzną z przewodami gołymi lub niepełnoizolowanymi, linią napowietrzną pełnoizolowaną lub też linią kablową ułożoną w ziemi [12].

Stacja słupowa jest stacją napowietrzną jednotransformatorową wyposażoną w transformator o mocy znamionowej przeważnie do 400kVA [9]. Spotyka się jednak rozwiązania z transformatorem o mocy znamionowej do 630kVA. Transformatory umieszczane są na podeście montażowym bądź na ziemi pod słupem. Wówczas stacja musi zostać ogrodzona.

Ze względu na moc znamionową transformatorów stacje słupowe podzielone są zasadniczo na trzy zasadnicze grupy: do 100kVA, od 160 do 250kVA lub 400kVA i ewentualnie 630 kVA [12].

Konstrukcja nośna stacji jest obecnie najczęściej słupem wykonanym z pojedynczej lub podwójnej żerdzi strunobetonowej wirowanej typu E lub EPV. Niemniej jednak przez długi okres czasu, do konstrukcji nośnej stacji słupowej używano dwie lub cztery żerdzie wykonane z żelbetu w trzech rodzajach układu: A, podwójnego A lub bramowym [12]. Dopiero pod koniec lat 80-tych XX wieku wprowadzono żerdzie strunobetonowe wirowane, które przyczyniły się do zmian w konstrukcji nośnej. Obecnie dla stacji słupowych wyposażonych w transformator o mocy znamionowej do 400kVA stosuje się standardowo rozwiązanie oparte na jednej żerdzi strunobetonowej wirowanej. Żerdzie na jakich stawia się obecnie stacje słupowe są wykonane z betonu lub żelbetu i są zasilane napowietrznie lub kablowo, występują w układach krańcowym lub przelotowym. Przy układzie krańcowym konstrukcja wsporcza stacji może być brana pod uwagę w niektórych funkcjach, jako słup krańcowy o naciągu z przedziału 0-12 kN dla linii średniego napięcia oraz różnych naciągów wypadkowych dla linii niskiego napięcia [12].

Rysunek 3. Stacja transformatorowa słupowa

Zasadniczo, w stacjach słupowych żerdzie powinny mieć wysokość 10,5 lub 12 m, a ich wytrzymałość powinna wynosić 10 lub 12kN [12]. Przy czym przy zasilaniu stacji linią napowietrzną SN wysokość żerdzi zależy od wysokości na jakiej zawieszona jest wspomniana linia.

W stacji słupowej linia zasilająca SN połączona jest z transformatorem poprzez odłącznik z uziemnikiem lub rozłącznik z uziemnikiem i podstawy bezpiecznikowe SN. Bezpieczniki wysokiego napięcia stanowią zabezpieczenie zwarciowe transformatora i umiejscowione są w każdej fazie. Dodatkowo w przypadku zasilania kablowego występuje głowica kablowa SN.

Konstrukcja stacji umożliwia montaż ograniczników przepięć SN na każdej fazie, w celu ochrony transformatora przed przepięciami mogącymi wystąpić w linii SN. Instalacja ograniczników przepięć musi być poprzedzona ich właściwym doborem [11].

Wyposażenie stacji po stronie nN zależy od charakteru wyprowadzeń obwodów niskiego napięcia. Najczęściej są to bezpieczniki lub rozłączniki z bezpiecznikami zabezpieczającymi dane wyprowadzenia (linie sieci rozdzielczej niskiego napięcia) [9]. Rozdział obwodów nN w zależności od potrzeb może być wykonany z zastosowaniem rozdzielnic montowanych na żerdzi stacyjnej lub wolnostojących, złączy kablowych wolnostojących, szaf oświetleniowych słupowych i wolnostojących oraz rozłączników słupowych nN [12].

Stacje słupowe mogą być realizowane w wersji z pełnym wyposażeniem stron średniego i niskiego napięcia oraz w wersji z uproszczonym wyposażeniem po stronie średniego napięcia (np. bez podstaw bezpiecznikowych SN, bez pomostu obsługi) [13]. Rozwiązania uproszczone zasadniczo pozbawione są pomostu obsługi i nie zaleca się je stosować w sytuacji, gdy moc znamionowa transformatorów przekracza 100kVA.

Stacje słupowe mogą być lokalizowane w odległości minimum 3 m od budynków wykonanych z materiałów niepalnych lub minimum 5 m od pozostałych budynków [11]. Realizacja budowy takich stacji jest szybka i łatwa. Rozwiązania są zestandaryzowane, proste i przejrzyste, a dzięki łatwemu dostępowi dla obsługi nie stwarzają problemów w eksploatacji. Przy czym obsługa stacji może odbywać się jedynie przy sprzyjających warunkach atmosferycznych, bowiem są to rozwiązania napowietrzne i występuje tu silny wpływ warunków zewnętrznych na jej eksploatację. Stacje słupowe wymagają ochrony odgromowej [12].

Stacje słupowe mają wiele wariantów rozwiązań, co pozwala na optymalny dobór ich wyposażenia, dostosowany do potrzeb inwestora. Mogą być użytkowane w bardzo zróżnicowanych warunkach na terenie całego kraju. Istnieją rozwiązania dla terenów górskich i trudnodostępnych z przeznaczeniem do montażu ręcznego.

Stacje wnętrzowe SN/nN są podobnie jak prefabrykowane kontenerowe stacje transformatorowe SN/nN przeznaczone do zasilania odbiorców: miejskich, wiejskich, osiedlowych oraz przemysłowo-usługowych z sieci napowietrznej lub kablowej SN. Stacje te są budowane w dwóch wariantach jako obiekty wolnostojące lub wbudowane w powstające obiekty. Mogą być realizowane również w budynku prefabrykowanym.

Stacje transformatorowe wolnostojące są małymi budynkami stawianymi na podstawie wykonanych indywidualnych projektów zgodnie z zaleceniami technicznymi określonymi przez operatora systemu dystrybucyjnego. Postawienie takiego obiektu obwarowane jest odpowiednim reżimem technologicznym i wymaga m.in. wymurowania skorupy stacji, wylania fundamentów i kanałów kablowych oraz właściwego uszczelnienia budowli, aby zabezpieczyć obiekt przed wnikaniem wody do budynku stacji. Budynki przeznaczone pod takie stacje posiadają

najczęściej trzy odrębne pomieszczenia w których zlokalizowano transformator lub transformatory oraz rozdzielnicę SN i rozdzielnicę nN [10]. Przy czym zarówno rozwiązania tych rozdzielnic, układ połączeń jak i liczba pól i ich wyposażenie są dostosowane do potrzeb inwestora i projektanta. W przypadku zasilania takiej stacji z sieci napowietrznej przewiduje się specjalne pole odgromowe dla ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi i przepięciami w sieci. Budowa stacji wnętrzowej wolnostojącej jest dość złożona, czasochłonna i stwarza wiele problemów zarówno na etapie przygotowania jak i realizacji takiej inwestycji zwłaszcza w obszarze formalno-prawnym dlatego obecnie powszechnie stosuje się rozwiązania oparte o prefabrykowane kontenerowe stacje transformatorowe [11]. Natomiast specyficzne uwarunkowania infrastruktury sieciowej w obszarze dystrybucji oraz zaszłości wynikające ze sposobu rozbudowy sieci dystrybucyjnych SN oraz prowadzenia jej eksploatacji w wcześniejszym okresie sprawiają, że na terenie kraju szczególnie w miastach jest użytkowanych bardzo wiele takich stacji.

Stacje transformatorowe wbudowane stanowią część budynków o innym przeznaczeniu np. budynków administracyjnych, handlowych, mieszkalnych, użyteczności publicznej. Są to stacje jedno lub dwutransformatorowe wyposażone w transformatory suche lub olejowe (o łącznej mocy znamionowej przeważnie nie przekraczającej 630kVA), lokalizowane w kondygnacjach przyziemia budynku [11]. Pomieszczenia stacyjne nie mają okien i są wykonane z materiałów niepalnych, a ściany i stropy stanowią oddzielenie pożarowe i są zabezpieczone przed przedostawaniem się cieczy i gazów. Drzwi komór transformatorowych wychodzą na zewnątrz budynków. W stacjach tych musi być m.in. zachowana odległość pozioma i pionowa wynosząca minimum 2,8 m we wszystkich kierunkach od pomieszczeń w których na stałe przebywają ludzie [11]. Ponadto muszą być spełnione rygorystyczne warunki stawiane zarówno transformatorom jak i komorom transformatorowym. Przy czym szczególnie ostre wymagania dotyczą aspektów przeciwpożarowych i odnoszą się do komór z transformatorami olejowymi.

Stacje transformatorowe prefabrykowane budynkowe realizuje się w budynku prefabrykowanym. Rozwiązania są zróżnicowane w zależności od mocy zainstalowanego transformatora i jego budowy. Stacje te umieszcza się w zabudowie miejskiej przy zewnętrznych ścianach budynków jeśli spełnione są warunki odporności ogniowej ścian lub jako wolnostojące. Składają się z wydzielonych pomieszczeń: rozdzielni SN, rozdzielni nN oraz jednej lub dwóch komór transformatorów i w zależności od potrzeb mogą być budowane jako jedno lub dwupoziomowe. Przy czym transformatory i rozdzielnia SN są umieszczane na niższym poziomie. W stacjach tych przeważnie użytkowane są transformatory suche. Obecnie w zabudowie miejskiej z uwagi na dużą zajmowaną powierzchnię oraz wygląd zewnętrzny (estetykę) odchodzi się od budowy tego typu stacji na rzecz prefabrykowanych kontenerowych stacji transformatorowych (kioskowych) w obudowie betonowej lub metalowej [11].

Stacje wnętrzowe wieżowe stanowią specyficzną kategorię stacji wnętrzowych SN/nN przeznaczonych do zasilania przeważnie z sieci napowietrznej odbiorców zlokalizowanych w miastach i na terenach wiejskich. Wysokość stacji była dostosowana do doprowadzeń linii napowietrznych. Obecnie stacje tego typu są z konieczności likwidowane i zastępowane stacjami w prefabrykowanymi kontenerowymi lub słupowymi [12].

Stacje podziemne SN/nN są stacjami przeznaczonymi do zasilania odbiorców

miejskich i osiedlowych z sieci kablowo-napowietrznej SN w układzie pierścieniowym lub promieniowym w oparciu o sieć kablową niskiego napięcia. Są to rozwiązania stosowane w miastach w miejscach charakteryzujących się gęstą zabudową terenu, gdzie nie ma możliwości budowy stacji nadziemnej. Brak takiej możliwości może być np. związany z charakterem architektonicznym zabudowy, lokalizacją w obszarze podlegającym całkowitej ochronie konserwatora zabytków i wieloma innymi czynnikami.

Stacja ta stanowi szczelny stalowy lub betonowy kontener o wymiarach dostosowanych do wielkości montowanych urządzeń, który wstawia się pod powierzchnię terenu. Z racji ograniczonych wymiarów zewnętrznych i trudnych warunków pracy najczęściej stacje te wyposażone są w: transformator o maksymalnej mocy 630 kVA, czteropolową rozdzielnicę SN w izolacji gazowej SF6 oraz dwunastopolową rozdzielnicę nN z rozłącznikami bezpiecznikowymi [11]. W kanałach nad włazem i transformatorem zlokalizowane są otwory wentylacyjne które zapewniają wymagane chłodzenie zarówno transformatora jak i rozdzielnic SN i nN. Wejście do stacji realizowane jest od góry poprzez otwory wentylacyjne. Rozwiązania konstrukcyjne, rozmieszczenia elementów stacji i jej wyposażenie jest zbliżone do tego które jest stosowane w małogabarytowych stacjach kontenerowych [13]. Różnica dotyczy bardzo ważnego elementu w kontekście bezpieczeństwa obsługi - sposobu uszczelnienia takiej stacji i odprowadzenia z niej wilgoci.

Wśród stosowanych rozwiązań stacji podziemnych istnieją rozwiązania stwarzające możliwość budowy takiej stacji w pasie drogowym, co jest szczególnie korzystne w zatłoczonych centrach aglomeracji miejskich.

Stacje podziemne są stacjami o stosunkowo małej lub średniej mocy znamionowej, posiadają bowiem ograniczenia, do których należą m.in. wymiary stacji, dostęp z zewnątrz do urządzeń zainstalowanych w stacji i zapewnienie skutecznej wentylacji. Są ponadto dość uciążliwe w prowadzeniu eksploatacji.

6. Wnioski

W kraju spotyka się wiele rozwiązań technicznych i konstrukcyjnych stacji elektroenergetycznych SN, są wśród nich stacje: prefabrykowane (betonowe i metalowe, kontenerowe, zagłębione i podziemne), wnętrzowe (wbudowane, prefabrykowane budynkowe i wieżowe), kontenerowe (tymczasowe i przemieszczalne) oraz słupowe. Przy czym najczęściej w sieci dystrybucyjnej SN występują stacje prefabrykowane kontenerowe i stacje słupowe.

Obecnie na rynku krajowym jest dostępnych bardzo wiele nowoczesnych różnorodnych rozwiązań stacji SN o zróżnicowanych parametrach technicznych odznaczających się wysokim poziomem jakości, niezawodności i bezpieczeństwa, które w pełni umożliwiają wybór przez projektanta konstrukcji najbardziej przydatnej do określonych warunków eksploatacyjnych i środowiskowych z jednoczesnym uwzględnieniem możliwości finansowych i życzeń inwestora (użytkownika), którym często jest operator systemu dystrybucyjnego.

Proces projektowania i budowy stacji SN musi być realizowany zgodnie z zasadami wiedzy technicznej i obowiązującymi w tym zakresie aktami prawnymi (ustawami i rozporządzeniami), instrukcją ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej opracowaną przez operatora systemu dystrybucyjnego właściwego dla terenu lokalizacji stacji oraz dokumentami technicznymi opracowanymi przez wspomnianego operatora i normami przedmiotowymi, z których najważniejszymi są normy: PN-EN 62271-202:2014-12 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza - Część 202: Stacje transformatorowe prefabrykowane wysokiego napięcia na niskie napięcie oraz PN-EN IEC 61936-1:2022-04: Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV AC i 1,5 kV DC.

Literatura

[1] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (T.j. Dz. U. z 2019 r., poz. 1186).

[2] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12.04.2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (T.j. Dz. U. z 2019 r., poz. 1065 z późn. zm.).

[3] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016. Minister Energii, Warszawa, 2017.

[4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Tekst jednolity. TAURON Dystrybucja S.A. Kraków 2017.

[5] Standard techniczny 25/2017 - Stacje transformatorowe słupowe SN/nN do stosowania w TAURON Dystrybucja S.A.. TAURON Dystrybucja S.A. Kraków 2017.

[6] Wytyczne nr 5 / 1 / B / 2013 w sprawie standaryzacji stacji transformatorowych wnętrzowych SN/nN w TAURON Dystrybucja S.A. TAURON Dystrybucja S.A., 2013.

[7] PN-EN 62271-202:2014-12 Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza: Stacje transformatorowe prefabrykowane wysokiego napięcia na niskie napięcie.

[8] PN-EN IEC 61936-1:2022-04 Instalacje elektroenergetyczne o napięciu wyższym od 1 kV AC i 1,5 kV DC - Część 1: AC.

[9] Dołęga W.: Stacje elektroenergetyczne, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007.

[10] Praca zbiorowa pod redakcją A. Rynkowskiego i W. Jabłońskiego: Sieci, instalacje i urządzenia elektroenergetyczne o napięciu powyżej 1kV. Poradnik inżyniera elektryka, projektanta i inwestora. Warszawa , Wydawnictwo Verlag Dashofer Sp.z.o.o., 2013.

[11] Dołęga W.: Stacje elektroenergetyczne SN – przegląd rozwiązań technicznych i konstrukcyjnych. Energetyka, nr 3, marzec 2018, str. 136-141.

[12] Dołęga W.: Wiejskie stacje elektroenergetyczne SN. Energetyka, nr 5, maj 2017, str. 316-320.

[13] Katalog do projektowania 2010. Kontenerowe Stacje Transformatorowe. Rozdzielnice średniego napięcia. Rozdzielnice niskiego napięcia. Słupowe stacje transformatorowe. Linie napowietrzne SN i nn. ZPUE Włoszczowa 2010.

[14] zpue.pl [Dostęp 09.08.2022].

Perspektywy rozwoju elektroenergetycznych układów przesyłowych dużych mocy

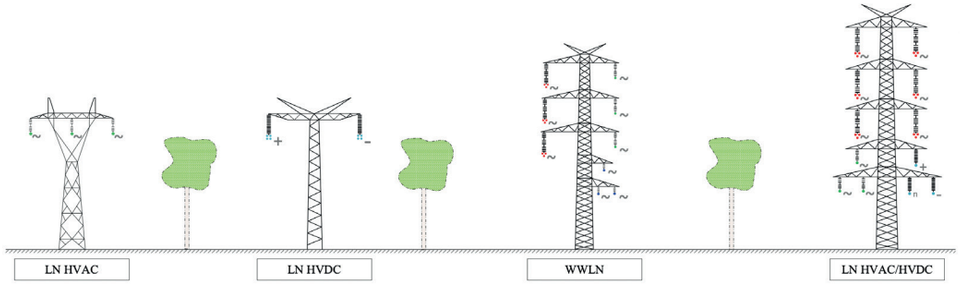
Agnieszka Dziendziel
Henryk Kocot
Politechnika Śląska

1. Wprowadzenie

Do transportu energii elektrycznej z miejsc wytwarzania do centrów odbiorczych służy sieć przesyłowa. W dzisiejszych systemach przesyłowych są to głównie trójfazowe linie prądu przemiennego HVAC (ang. *High Voltage Alternating Current*). Znaczne zmiany w strukturach systemu wytwórczego, polegające na stopniowym wycofywaniu źródeł konwencjonalnych przy jednoczesnej realizacji nowych inwestycji w postaci m.in. morskich farm wiatrowych, będą skutkowały zmianami przepływu mocy, a w następstwie, wzrostem obciążenia sieci przesyłowej i wymiany transgranicznej, co może prowadzić do powstawania ograniczeń sieciowych. W celu zapobiegnięcia tym ograniczeniom, koniecznym byłoby wybudowanie znacznej ilości nowych połączeń liniowych oraz stacji elektroenergetycznych, co nie jest możliwe do osiągnięcia z uwagi na uwarunkowania ekonomiczne, społeczne i środowiskowe. Z drugiej strony, istnieje niepodważalna potrzeba zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego w perspektywie wciąż rosnącego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz zmian zachodzących w sektorze wytwórczym. Ciągła rozbudowa systemu przesyłowego gwarantuje umożliwienie przepływu mocy wieloma niezależnymi drogami przy wystarczającej gęstości sieci przesyłowej, z zapewnieniem odpowiednio dużej przepustowości poszczególnych jej elementów. Podejmuje się szereg działań prowadzących do zwiększenia zdolności przesyłowych istniejącej infrastruktury sieciowej, lecz obecne metody, choć efektywne, nie są wystarczające w dalszej perspektywie.

Operatorzy systemów przesyłowych (OSP) poszukują zatem rozwiązania, które zapewni wystarczalność i elastyczność systemów przesyłowych oraz będzie akceptowalne przez opinię publiczną. Z tego względu, w wielu systemach przesyłowych na świecie można zaobserwować rozwój systemów prądu przemiennego w postaci wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych (WWLN). Alternatywą są linie przesyłowe prądu stałego (HVDC, ang. *High Voltage Direct Current*), które zapewniają możliwość sterowania przepływem mocy i niezależność od rozpływu w sieci HVAC. Również w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) obserwuje się ten trend. Przekazany do opiniowana, plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023-2032 [1], przewiduje budowę pierwszego w Polsce napowietrznego połącznia prądu stałego HVDC. Kolejnym rozwiązaniem, które skupia coraz większą uwagę są linie hybrydowe HVAC/HVDC.

Przykładowe konstrukcje linii napowietrznych (LN) zrealizowanych w różnych technologiach przesyłu pokazano na rysunku 1.



Rysunek 1. Przykładowe konstrukcje wsporcze linii napowietrznych zrealizowanych w różnej technologii przesyłu

2. Układy przesyłowe dużych mocy

2.1. Klasyczne linie HVAC

Przez klasyczne linie HVAC rozumie się linie jednotorowe lub dwutorowe o określonym poziomie napięcia znamionowego. Każdy tor prądowy tworzą trzy przewody fazowe stanowiące wspólny układ trójfazowy o częstotliwości 50 Hz lub 60 Hz. Na sieć przesyłową HVAC składają się linie elektroenergetyczne najwyższych napięć (400 i 220 kV), stacje transformatorowe i rozdzielcze, tworzące zamknięty układ przesyłowy o dużych zdolnościach przesyłowych energii i dużej niezawodności pracy. Rozpływ mocy w takich sieciach kształtowany jest głównie przez moce wytwarzane w poszczególnych jej węzłach. Sterowanie tymi przepływami jest utrudnione, ponieważ krajowe sieci przesyłowe tworzą większe układy np. sieć europejską, zarządzaną przez stowarzyszenie ENTSO. Sterowanie przepływami może być zrealizowane przez zmianę punków pracy poszczególnych generatorów, jednakże w warunkach rynku energii elektrycznej ten sposób ma duże ograniczenia. Innym sposobem jest stosowanie przesuwników fazowych, którymi w ograniczony sposób można regulować przepływy w poszczególnych liniach. Przekładem mogą być zastosowane przesuwniki fazowe na granicy polsko-niemieckiej w stacji Mikułowa [2], ale też w wielu krajach Europy i świata.

Z uwagi na fakt, że technologia prądu przemiennego stanowi podstawę obecnych systemów światowych, znane są szerokie i bogate doświadczenia inwestycyjne, prawne, eksploatacyjne oraz techniczne tej technologii, w tym jej ograniczenia oraz największe zagrożenia, takie jak sterowalność przepływami mocy w niskim zakresie, w tym możliwość przekierowania przepływu mocy w żądanym kierunku, czy możliwości likwidacji ograniczeń sieciowych.

2.2. Wielotorowe, wielonapięciowe linie napowietrzne

WWLN są to napowietrzne linie prądu przemiennego, w których na wspólnej konstrukcji wsporczej prowadzi się tory prądowe o różnych napięciach znamionowych. Rozwiązanie takie można spotkać m.in. w Polsce, Holandii, Niemczech, Czechach, Austrii, USA. Podstawową zaletą tego typu rozwiązania jest intensyfikacja terenu zajmowanego przez linię napowietrzną. Przykładowo, prowadzenie trzech klasycznych jednotorowych, jednonapięciowych LN o napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV wymaga wygospodarowania terenu o sumarycznej szerokości 150 m. Poprowadzenie tych torów prądowych na wspólnej konstrukcji wsporczej pozwala zaoszczędzić sumarycznie 80 m szerokości terenu przy zachowaniu wolumenu przesyłanej mocy [3]. WWLN nie wykazują także zwiększonych poziomów natężenia pola elektromagnetycznego (PEM) w swoim otoczeniu w porównaniu do tradycyjnych linii HVAC [3,4,5].

WWLN stanowią istotne relacje, w których na wspólnej konstrukcji wsporczej prowadzonych jest wiele torów prądowych. Praca niesymetrycznych impedancyjnie WWLN wymaga analiz wzajemnego oddziaływania torów z uwagi na pojawiające się niesymetrie napięć i prądów, których przyczyną jest niesymetria geometryczna linii [4,5]. Ponadto, w WWLN istnieje niebezpieczeństwo wystąpienia zakłóceń międzysystemowych. Przyjmując, że stan pracy sieci określany jako N-1 dotyczy wyłączenia jednej gałęzi sieci (np. toru linii, transformatora), wówczas na skutek wyłączenia całej relacji WWLN, nastąpiłby bardzo niebezpieczny stan pracy sieci: N-n, gdzie n – liczba torów prądowych WWLN. Również z tego powodu konieczny jest rozwój i dostosowanie obecnie stosowanych metod prac pod napięciem do tego typu konstrukcji, ponieważ wykonanie tych prac w stanie beznapięciowym stanowi znaczny ubytek w strukturze sieci. Istnieje także potrzeba modyfikacji algorytmów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) z uwagi na m.in. dodatkowe sprzężenia pomiędzy torami prądowymi. Komplikacji ulegają także modele matematyczne co podyktowane jest zwielokrotnieniem wzajemnych oddziaływań torów prądowych o różnych napięciach znamionowych.

2.3. Napowietrzne linie prądu stałego HVDC

Linie napowietrzne prądu stałego występują m.in. w Argentynie, Brazylii, Chinach, Danii, Indiach, Szwecji. Obecne układy HVDC występują najczęściej w konfiguracji punkt-punkt, łącząc dwa wybrane węzły w systemie elektroenergetycznym. Układ taki składa się z dwóch stacji przekształtnikowych i umieszczonego między nimi odcinka linii napowietrznej lub kablowej. Konfiguracje układów HVDC są bardzo różne [6,7], jednak najczęściej, najnowsze instalacje układów przesyłowych spotyka się jako bipolarne systemy o napięciu znamionowym do 500 kV. W układzie bipolarnym wykorzystuje się co najmniej dwa przekształtniki na każdym terminalu sieciowym oraz stosuje się co najmniej dwa przewody o biegunowościach dodatniej i ujemnej, które traktuje się jako niezależne obwody. Dodatkowo w takim układzie najczęściej występuje również metalowy przewód powrotny w postaci niskonapięciowego izolowanego przewodnika neutralnego. W Europie uważa się za bardzo mało prawdopodobne, aby linie HVDC zostały zbudowane bez przewodu powrotnego (przy czym wymaga ono rozległego i kosztownego uziemienia), ponieważ prądy doziemne nie są pożądane [8]. Atutem zastosowania przewodu powrotnego jest możliwość jego wykorzystania jako zapasowego ciągu w przypadku awarii jednego z biegunów. Ponadto w systemie dwubiegunowym, gdy jeden biegun jest zatrzymywany na czas konserwacji, drugi biegun może kontynuować pracę bez ograniczeń i w zależności od swojej zdolności przeciążeniowej może także przejąć część obciążenia wyłączonego bieguna. Jednakże wyposażenie systemu przesyłowego HVDC jest złożone i prawie każdy projekt jest realizowany jako dedykowany. Rodzaje technologii, warianty przesyłu, jak i specyfikacje i typy sprzętu są zróżnicowane, a zarządzanie technologią i sprzętem jest niezwykle trudne [9]. Nie należy zapomnieć o konieczności stosowania filtrów z uwagi na generowane przez przekształtniki wyższe harmoniczne. Technologia ta uznawana jest za kosztowną w porównaniu z systemami HVAC i staje się opłacalna, gdy planuje się przesył energii elektrycznej na znaczne odległości np. z odległych zasobów, takich jak elektrownie wodne, elektrownie kopalniane lub duże farmy wiatrowe [10]. Szacuje się, że inwestycja staje się opłacalna jeżeli rozważa się długość ciągu co najmniej 500 km [11]. Nie ma za to ograniczeń odległości przesyłu ze względu na brak zjawisk falowych i strat mocy biernej [12]. Technologia nie wymaga również pracy synchronicznej i nie występują problemy związane ze stabilnością napięciową.

Zjawiska związane z pracą systemów HVDC skutkują m.in. dryfem jonów w całym obszarze międzyelektrodowym, który może prowadzić do wzmacniania pola elektrycznego na poziomie gruntu [8]. Z drugiej strony poziom napięcia LN HVDC rzutuje na jej zdolności przesyłowe, co jest główną motywacją do konwersji. Należy mieć na uwadze, że wybór napięcia LN HVDC jest zawsze kompromisem pomiędzy zdolnością przesyłową a efektami środowiskowymi, a wraz z tym akceptacją społeczną. Jeśli napięcie zostanie wybrane zbyt konserwatywnie, wzrost wydajności będzie tylko marginalny. Przykładowo, zakładając konwersję dwutorowej linii 400 kV prądu przemiennego w linię napowietrzną prądu stałego w układzie bipolarnym z metalowymi przewodami powrotnymi, bez jakichkolwiek zmian konstrukcyjnych, w tym liczby wiązek tworzących przewody robocze, wzrost zdolności przesyłowej wyniesie:

$$\frac{P_{HVDC}}{P_{HVAC}} = \frac{2I_{HVDC}U_{HVDC}}{3I_{HVAC}\frac{U_{HVAC}}{\sqrt{3}}} \approx 1{,}15\frac{U_{HVDC}}{U_{HVAC}} \quad (1)$$

zatem będzie nierentowny, jeżeli napięcie HVDC nie będzie wybrane wyższe niż napięcie międzyfazowe HVAC. Jednak efektywny wzrost zdolności przesyłowych może być znacznie wyższy, ponieważ linia prądu stałego punkt-punkt może być w pełni obciążona, podczas gdy typowe linie prądu przemiennego rzadko są obciążone powyżej 50% ze względu na kryterium N-1. W celu zagwarantowania minimalnego wzrostu zdolności przesyłowych powyżej 20%, przewidywane napięcie prądu stałego jest wybierane jako 420 kV [8].

2.4. Linie hybrydowe HVAC/HVDC

Wśród OSP, coraz większą uwagę wzbudzają linie hybrydowe HVAC/HVDC. W liniach tych na wspólnej konstrukcji wsporczej prowadzone są tor prądu przemiennego oraz stałego. Często tego typu rozwiązanie powstaje przy wykorzystaniu istniejącej linii dwutorowej, w której jeden z torów zostaje przekształcony dla przesyłu HVDC. Rozwiązanie w postaci linii hybrydowej można spotkać w Szwajcarii i Chinach, a także zainteresowanie tą technologią jest obserwowane w Niemczech.

Drugim rozwiązaniem w technologii hybrydowej jest przesył energii elektrycznej zarówno prądem przemiennym jak i stałym, który odbywa się jednym, wspólnym, torem prądowym [13,14]. W układzie tym, na początku linii, do składowej przemiennej dodawana jest składowa stała napięcia, która zostaje następnie usunięta na jej końcu. Przewodem powrotnym dla prądu stałego jest ziemia. Tego typu układy można spotkać w Rosji.

Współczesne technologie linii hybrydowych opierają się na pierwszym opisanym wariancie, tj. wykorzystaniu wspólnej konstrukcji wsporczej do prowadzenia niezależnych torów HVAC oraz HVDC, zatem dalsza analiza będzie skupiać się na tym rozwiązaniu.

Hybrydowe LN wykorzystują te same komponenty, co linie HVAC lub HVDC i chociaż nie ma specjalnych wymagań dotyczących przewodów i słupów to izolatory powinny być zaprojektowane do hybrydowego napięcia HVAC/HVDC. Maksymalne napięcie robocze musi być odpowiednio dobrane, aby utrzymać wymagane wewnętrzne i zewnętrzne odstępy elektryczne i uniknąć przekroczenia poziomów hałasu i jonizacji powietrza związanych z efektem koronowym [15].

W hybrydowych systemach HVAC/HVDC interakcje między liniami HVAC i HVDC mogą wpływać na siebie nawzajem, co skutkuje dodatkowymi zjawiskami i efektami. Przykładowo, w hybrydowym przesyle HVAC/HVDC efekty koronowe obu typów przesyłu występują równolegle. Na przykład dodatni biegun prądu stałego może przyczyniać się do powstawania hałasu przy dobrej pogodzie, podczas gdy fazy prądu przemiennego zwiększają hałas przy złej pogodzie. Dodatkowo istnieje szereg efektów sprzężenia między systemami. Należy rozważać stany przejściowe oddziałujące na sieć HVAC od sieci HVDC i odwrotnie. Prądy płynące w LN HVAC wytwarzają zmienne w czasie pole magnetyczne w pobliżu przewodów LN HVDC, co skutkuje większym napięciem przemiennym indukowanym na przewodach LN HVDC. Na skutek zwarcia w LN HVDC, w równoległym torze HVAC pojawia się składowa aperiodyczna prądu, która może powodować nasycenie transformatorów oraz przekładników. Ponadto, wzajemne oddziaływanie torów w LN HVAC/HVDC może powodować dodatkowe straty i słyszalny szum, wysoki poziom harmonicznych oraz nieprawidłowe działanie zabezpieczeń w sieci HVAC [16,17]. Z uwagi na występujące sprzężenie od toru HVDC, nie można wprost stosować typowych algorytmów EAZ do ochrony toru HVAC [18]. Wzajemny wpływ między obwodami AC i DC wymaga specyficznej konfiguracji systemów zabezpieczeń [19,20,21].

Koncepcja hybrydowych linii HVAC/HVDC łączy zalety linii prądu przemiennego i stałego w istniejącej, wspólnej infrastrukturze wieżowej, podczas gdy efekt wizualny po konwersji jest znikomy (rys. 1). Fizyczne właściwości sieci HVAC nie pozwalają na szerszą skalę sterować przepływem energii tak, aby przekierowywać go z linii mocno obciążonych na linie słabiej obciążone. Zauważono, że w wyniku wprowadzenia do systemu linii hybrydowych, linie prądu przemiennego były poddawane mniejszym obciążeniom. Tor HVDC zapewnia lepszą kontrolę przepływu mocy, np. w odniesieniu do przepływów tranzytowych, jak również zapewnia poprawę warunków napięciowych za pomocą przekształtników po obu stronach ciągu. Skutkuje także redukcją całkowitych kosztów eksploatacji systemu, mimo że straty na przesyle wzrastają z powodu strat przekształtnika, maleją w sieci HVAC [22]. Ponadto, transpozycja linii HVAC może w znacznym stopniu zmniejszyć stopień niezrównoważenia wzajemnej pojemności i indukcyjności pomiędzy torami HVAC i HVDC, co ostatecznie prowadzi to do zmniejszenia sprzężeń pojemnościowego i indukcyjnego w linii hybrydowej i ich negatywnych skutków [23].

3. Porównanie układów przesyłowych dużych mocy

Nakład inwestycyjny wiązany z budową LN HVDC w układzie bipolarnym o napięciu ±500 kV o takiej samej zdolności przesyłowej co klasyczna linia dwutorowa o napięciu znamionowym 500 kV jest około połowę mniejszy niż dla linii tradycyjnej. Rozważając linię hybrydową, w której skład wchodzi jeden tor prądu przemiennego 500 kV oraz układ bipolarny ±500 kV, zdolność przesyłowa takiej linii jest półtora razy większa niż klasycznej linii dwutorowej 500 kV, a nakład inwestycyjny związany z jej budową stanowi 1,2 wartości nakładu inwestycyjnego potrzebnego do budowy linii klasycznej [6,24].

Przejęcie obciążenia przez LN HVDC będzie również okupione pojawieniem się strat przesyłowych (które są zależne m.in. od kwadratu prądu obciążenia), ale dzięki temu zostaje odciążona sieć HVAC, co w szerszej perspektywie spowoduje redukcję sumarycznych strat mocy w sieci, a także staje się narzędziem do optymalizacji strat w systemie oraz likwidacji ograniczeń przesyłowych w sieci HVAC i umożliwienie przesłania nadwyżek energii do obszarów sieci o dużym zapotrzebowaniu.

Dodatkowo urządzenia przekształtnikowe umieszczone na końcach linii HVDC mają zdolność płynnej generacji i poboru mocy biernej wprowadzanej lub wyprowadzanej z sieci HVAC, co wpływa na poprawę warunków napięciowych zarówno łącza HVDC jak i na obszarach sieci HVAC wokół tych stacji.

Chociaż istnieją różne ograniczenia prawne dotyczące słyszalnego hałasu oraz pól magnetycznych i elektrycznych prądu przemiennego, większość krajów nie wprowadziła jeszcze ograniczeń dla pól elektrycznych prądu stałego, czy też generowanych prądów jonowych. Nie oczekuje się, że oba te efekty spowodują jakiekolwiek problemy zdrowotne na realistycznym poziomie, jednak ich obecność może być postrzegana jako uciążliwa i nasilić obawy społeczne przed budową LN. Na przykład silne pola elektryczne od linii hybrydowych, na poziomie gruntu, może powodować uczucie „elektryzowania włosów", a tym samym irytację opinii publicznej. Głównymi czynnikami sprzeciwu publicznego są problemy zdrowotne, zakłócenia krajobrazu i słyszalny hałas, dlatego każdy projekt LN powinien być wykonany bardzo ostrożnie pod kątem oddziaływania PEM oraz hałasu i ich percepcji.

W tabeli 1 zestawiono porównanie wybranych cech analizowanych układów przesyłowych dużych mocy, ze szczególnym uwzględnieniem charakterystyki stosowanych w nich linii napowietrznych.

Tablica 1. Porównanie wybranych cech LN pracujących w różnych układach przesyłowych dużych mocy

Cecha	LN HVAC	WWLN HVAC	LN HVDC	LN Hybrydowa
PE	limity krajowe wynoszą 10 kV/m oraz 1 kV/m dla miejsc przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową [25]	poziom natężenia porównywalny z klasycznymi LN HVAC; możliwe zmniejszenie maksymalnych wartości natężenia PE w stosunku do LN HVAC	brak jednoznacznych poziomów dopuszczalnych ujętych w przepisach; spodziewany rząd maksymalnych wartości natężenia PE dla HVDC to ok 25-40 kV/m [26,29]	zwiększenie maksymalnego poziomu o kilka kV/m w stosunku do klasycznych LN HVAC [29]
PM	limit krajowy wynosi 60 A/m [25]; przepisy międzynarodowe podają 80 A/m jako wartość graniczną [27]	obowiązują przepisy jak dla klasycznych LN HVAC; poziom natężenia PM porównywalny z klasycznymi LN HVAC	brak jednoznacznych przepisów dot. dopuszczalnych pól pod LN HVDC; ICNIRP podaje max. 400 A/m [27,28,31]; spodziewany rząd maksymalnych wartości natężenia PM dla HVDC to 25-35 A/m [26]	zwiększenie maksymalnego poziomu o kilka A/m w stosunku do klasycznych LN HVAC [29]
H	słyszalny podczas wilgotnej, deszczowej pogody	większy niż dla LN HVAC z uwagi na większą liczbę torów prądowych oraz wielość napięć	większy niż dla LN HVAC z uwagi na obecność stałego pola elektrycznego; słyszalny szczególnie podczas suchej, słonecznej pogody	większy z uwagi na sprzężenie linii AC i DC, które dodatkowo potęguje efekt koronowy w obydwu technologiach [30]
MM	znane modele dla linii jednotorowych i dwutorowych jednonapięciowych	komplikacja z uwagi na wielość wzajemnych oddziaływań oraz wielość napięć	zależne od zastosowanej technologii energoelektronicznej	bardzo złożone z uwagi na występowanie oddziaływań pochodzących od dwóch różnych technologii
RPM	regulacja za pomocą różnicy kątów napięcia; ograniczona sterowalność; przesuwniki fazowe	regulacja za pomocą różnicy kątów napięcia; ograniczona sterowalność; przesuwniki fazowe	regulacja za pomocą wartości napięcia; łatwość zmiany kierunku przesyłu poprzez odpowiednie wysterowanie przekształtników po obydwu stronach ciągu liniowego	sterowanie niezależne - oddzielnie dla AC i DC; łączy zalety i wady obydwu systemów
K	konstrukcje kratowe lub rurowe; widoczne w krajobrazie	zwiększona liczba przewodów na jednej konstrukcji; intensyfikacja wykorzystania terenu skutkująca generalnie mniejszą liczbą konstrukcji oddziałującej na środowisko i krajobraz	mogą mieć mniejszą liczbę przewodów niż tradycyjne LN HVAC; możliwe węższe konstrukcje; przeważnie trzy przewody w układzie dwubiegunowym (bieguny dodatni i ujemny, przewód powrotny)	brak zasadniczych różnic w stosunku do konstrukcji WWLN; często budowana na bazie istniejącej LN HVAC lub WWLN
ST	głównie straty w LN	głównie straty w LN	głównie straty w układach przekształtnikowych	straty w LN i układach przesyłowych
OP	powszechny opór przed budową, niechęć, obawa przed wpływem na zdrowie i estetykę	zwiększone obawy z uwagi na zwielokrotnioną ilość przewodów oraz wielość napięć; zaletą jest mniejszy zajmowany teren	obawy wynikające z odczuwalnego oddziaływania PEM (uczucie „elektryzowania włosów")	łączy obawy pojawiające się przy WWLN i LN HVDC
PiN	zdefiniowane; bogate doświadczenia krajowe	obowiązują jak dla LN HVAC; pewne doświadczenia krajowe	niezdefiniowane; brak doświadczeń krajowych	niezdefiniowane; brak doświadczeń krajowych
NW	coraz bardziej utrudniona rozbudowa z uwagi na sprzeciw społeczny; ograniczone metody sterowania przepływem mocy, w tym występowanie ograniczeń sieciowych;	złożoność modeli matematycznych; komplikacja algorytmów EAZ i metod prowadzenia prac pod napięciem;	brak przepisów regulujących dopuszczalne poziomy natężenia PEM oraz innych parametrów środowiskowych i technicznych; dostępność aparatury stałoprądowej, w tym jej koszt;	zwiększona trudność prowadzenia prac analityczno-rozwojowych z uwagi na wielość wzajemnych sprzężeń, w tym m.in. komplikacja modeli matematycznych i algorytmów EAZ; relatywnie nowa i innowacyjna technologia może budzić zwiększone obawy opinii publicznej;

PE – natężenie pola elektrycznego; PM – natężenie pola magnetycznego; H – hałas; MM – złożoność modelu matematycznego; RPM – regulacja przepływu mocy; K – konstrukcja/wpływ na krajobraz; ST – straty mocy i energii; OP – opinia publiczna; PiN – przepisy i normy krajowe; NW – największe wyzwania

4. Podsumowanie

Obserwuje się wzrost zainteresowania OSP możliwością konwersji istniejących systemów przesyłowych prądu przemiennego na systemy prądu stałego. Ze względu na wysoką elastyczność sterowania, technologia prądu stałego jest zdecydowanie preferowana do przesyłu energii elektrycznej na duże odległości. Systemy HVAC zapewniają prostą transformację poziomów napięcia dostosowanych do potrzeb odbiorców. Koncepcja hybrydowych LN HVAC/HVDC łączy w sobie zalety LN HVAC i HVDC, lecz mnożą się także wyzwania związane z ich rozwojem. Wybór preferowanej technologii przesyłu musi uwzględniać szereg czynników, przy czym najważniejsze zdają się być kwestie środowiskowo-społeczne, z których decydującymi są: wpływ na problemy zdrowotne wynikające z oddziaływania PEM, zakłócenia krajobrazu oraz słyszalny hałas. W przypadku linii hybrydowych, skutki te mogą być odbierane jako uciążliwe i powodować irytację opinii publicznej i negatywnie wpłynąć na akceptację tego typu rozwiązania. Systemy przesyłowe oparte na LN HVDC wykazują wiele przydatnych cech z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego. Koniecznym jest aktualizacja i doszczegółowienie przepisów w ujęciu zachowania dopuszczalnych poziomów natężenia PEM oraz hałasu, a także przeprowadzenie spotkań informacyjnych dla społeczeństwa.

Literatura

[1] Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. PSE S.A., 06.2022.

[2] Kocot H., Korab R., Przygrodzki M., Żmuda K.: Dobór głównych parametrów przesuwników fazowych dla zachodnich połączeń transgranicznych KSE. Przegląd Elektrotechniczny 04/2014.

[3] Dziendziel A., Kocot H.: Korzyści i wyzwania związane z rozwojem wielotorowych, wielonapięciowych linii napowietrznych WN i NN. Przegląd Elektrotechniczny 03/2022.

[4] Dziendziel A., Kocot H., Kubek P.: Construction and Modeling of Multi-Circuit Multi-Voltage HVAC Transmission Lines. Energies 2021, 14, 421.

[5] Dziendziel A.: Wielotorowe, wielonapięciowe elektroenergetyczne linie napowietrzne wysokich i najwyższych napięć. Rozprawa doktorska 2022.

[6] Bahrman M.P., Johnson B.K: The ABCs of HVDC Transmission Technologies. An Overview of High Voltage Direct Current Systems and Applications. IEEE Power & Energy Magazine, 3, 32-44.

[7] Okba M.H., Saied M.H., Mostafa M.Z., Abdel-Moneim T.M.: High Voltage Direct Current Transmission A Review, Part I. IEEE Energytech 2012.

[8] Hedtke S., Pfeiffer M., Franck C.M., Dermont C., Stadelmann I., Jullier J.: HVDC & hybrid HVAC/HVDC overhead line conversion: An acceptance case study. CIGRE 2018, B2-302.

[9] Liu K., Wang Z., Yang G.: Overview of Operation Challenges in HVDC Projects. IEEE ICDSBA 2020.

[10] Rudervall R., Charpentier J.P., Sharma R.: High Voltage Direct Current Transmission Systems Technology Review Paper. Energy Week 2000.

[11] Meah K., Ula S.: Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems. IEEE General Meeting Power & Energy Society 2007.

[12] May T.M., Yeap Y.M., Ukil A.: Comparative Evaluation of Power Loss in HVAC and HVDC Transmission Systems. IEEE TENCON 2016.

[13] Antosiewicz B., Biczel P.: Symulacja pracy hybrydowej linii elektroenergetycznej. VIII Konferencja Naukowo-techniczna i-MITEL 2014.

[14] Popczyk J., Elektroenergetyczne układy przesyłowe. Skrypty uczelniane, nr 1196, Politechnika Śląska, 1984

[15] European association for the cooperation of transmission system operators (TSOs) for electricity: www.entsoe.eu

[16] Bodal S., Bremnes J.J., Vogt S., Koreman C.G.A., Matias E., Andersson H.S.: Interaction between parallel HVDC and a.c. overhead lines. CIGRE 2016, B4-128.

[17] Novitskiy A., Westermann D.: DC Components in the AC Networks Containing AC/DC Hybrid Transmission Lines. IEEE EEEIC 2016.

[18] Zhao W., Shi S., Wang Z., Dong X.: AC transmission line fault current analysis in 220kV AC/DC hybrid system. DRPT Conference 2015.

[19] Prommetta J., Schindler J., Jaeger J., Keil T., Butterer C., Ebner G.: Protection Coordination of AC/DC Intersystem Faults in Hybrid Transmission Grids. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 35, no. 6, 2020.

[20] Nazarcik T., Muzik V.: Modelling of the Mutual Influence of the Parallel AC/DC Circuits on the Hybrid Power Transmission Line. IEEE EIConRusNW 2018.

[21] Murillo J.A., Rios M.A.: Analysis of DC Faults into Hybrid HVAC/HVDC Systems. IEEE COMPEL 2021.

[22] Stanojev O., Garrison J., Hedtke S., Franck C.M., Demiray T.: Benefit Analysis of a Hybrid HVAC/HVDC Transmission Line: a Swiss Case Study. IEEE Power Tech Conference 2019.

[23] Sun Q., Shi Q., Siew W.H., Liu H., Li Q.: The induced overvoltage between DRV AC and DC transmission lines built on the same tower under fault conditions. IUPEC 2009.

[24] Rahman S., Khan I., Alkhammash H.I., Nadeem M.F.: A Comparison Review on Transmission Mode for Onshore Integration of Offshore Wind Farms: HVDC or HVAC. Electronics 2021, 10, 1489.

[25] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pola elektromagnetycznego w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. 2019, poz. 1883)

[26] www.emf-portal.org

[27] International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP): www.icnirp.org

[28] Raport CESI: Audyt alternatyw dla tworzenia linii bardzo wysokiego napięcia między Cotentin i Maine (w języku francuskim), 2005.

[29] Lundkvist J., Gutman I., Weimers L.: Feasibility study for converting 380 kV AC lines to hybrid AC / DC lines. EPRI HVDC & Flexible AC Transmission Systems Conference 2009.

[30] Hedtke S., Pfeiffer M., Franck C.M., Zaffanella L., Chan J., Bell J.: Audible noise of hybrid AC/DC overhead lines: Comparison of different prediction methods and conductor arrangements. EPRI HVDC & Flexible AC Transmission System Conference 2015.

[31] World Health Organization (WHO): www.who.int

Ryzyko strat odgromowych a systemy fotowoltaiczne

Leszek Litzbarski
Marek Olesz
Konrad Seklecki
Mikołaj Nowak
Politechnika Gdańska

Wstęp

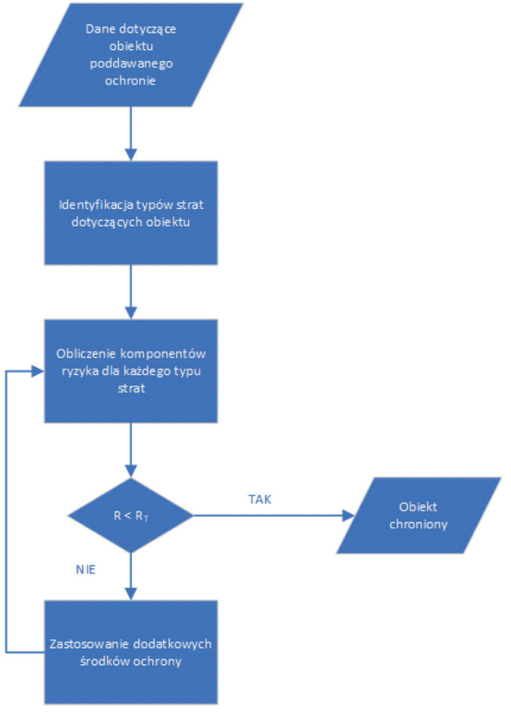
Kryzys energetyczny związany z ograniczonym dostępem do węglowodorów może przyczynić się do przyspieszenia procesów związanych z transformacją energetyczną w Polsce. W 2020 roku 65% krajowej energii elektrycznej wytwarzano w elektrowniach cieplnych zasilanych węglem [1]. Dążenie do obniżenia emisji CO_2 implikuje konieczność zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), wśród których najszybciej rozwija się sektor systemów fotowoltaicznych. Jedną z przyczyn dominacji energii słonecznej pośród OZE jest rozwój technologii wytwarzania paneli fotowoltaicznych, który przyczynił się do wzrostu ich wydajności oraz wydłużenia średniego czasu eksploatacji [2]. Dynamiczne upowszechnienie się nowych technologii skutkuje jednak pojawieniem się nowych zagrożeń, których zdiagnozowanie wymaga przeprowadzenia kompleksowej analizy. Jednym z nich są wyładowania atmosferyczne, które szczególnie w przypadku dużych powierzchni zajmowanych przez instalacje umieszczone na znacznej wysokości (dotyczy paneli montowanych na dachach budynków), mogą indukować przepięcia niszczące poszczególne podzespoły charakteryzujące się niską wytrzymałością elektryczną w warunkach udarowych [3]. Zagadnienia związane z modelowaniem ochrony odgromowej w budynkach z instalacją fotowoltaiczną szczegółowo opisano w artykule [4]. Przedstawione w nim wyniki warto uzupełnić o analizę ryzyka strat odgromowych wykonaną zgodnie z obowiązującą drugą częścią normy PN-EN 62305 [13], rozszerzoną o pozostałe wytyczne zawarte w [12, 14, 15].

Obliczanie ryzyka strat odgromowych

Obowiązujące obecnie w Polsce zasady obliczania ryzyka strat odgromowych przy projektowaniu obiektów budowlanych określono w normie PN-EN 63205-2 [13]. Norma narzuca analityczną metodę oceny ryzyka szkody na skutek wyładowania piorunowego, którą oparto na elementach rachunku prawdopodobieństwa i teorii niezawodności, co odzwierciedla losowy charakter zjawisk piorunowych. Proponowana analiza wykorzystuje dane o statystyce szkód z licznych badań oraz obserwacji eksploatacyjnych [12] dzięki czemu lepiej odwzorowuje rzeczywiste przypadki zagrożeń występujących dla różnych obiektów. Norma [13] wprowadza określone modele niezawodnościowe dla poszczególnych przypadków oddziaływania wyładowania piorunowego. Wyróżniane są cztery typy strat odgromowych (Tabela 1) związanych z obiektem budowlanym, dla których określono tolerowane wartości ryzyka R_t.

Tabela 1. Typy strat odgromowych i ich tolerowane wartości według wymagań [13]

Typ strat	Opis	Wartość tolerowana
L1	utrata życia ludzkiego	10^{-5}
L2	utrata usługi publicznej	10^{-3}
L3	utrata dziedzictwa kulturowego	10^{-3}
L4	utrata wartości ekonomicznej	określana indywidualnie



Rysunek 1. Procedura obliczania ryzyka strat odgromowych na podstawie normy PN-EN 62305-2 [13]

Jeżeli obliczona zgodnie z algorytmem przedstawionym na rysunku 1 wartość ryzyka w jakiejkolwiek z kategorii dla danego obiektu przekracza wartości graniczne, to należy wprowadzić dodatkowe środki ochrony – ochrona odgromowa, przeciwprzepięciowa, przeciwpożarowa.

Obliczanie ryzyka strat odgromowych za pomocą zaprezentowanej metody analitycznej jest dużo bardziej skomplikowane niż ocena szacunkowa przeprowadzana na podstawie wartości wskaźnika piorunowego W_z w obowiązującej w latach 1955 -1996 normie PN-E 05003. Przewaga stosowanego obecnie rozwiązania przejawia się w możliwości oceny skuteczności zastosowanego rodzaju urządzenia odgromowego (LPS I-IV) oraz oszacowania korzyści ekonomicznych związanych z jego zastosowaniem. W praktyce projektowej korzysta się z różnych narzędzi ułatwiających przeprowadzenie procedury analizy ryzyka strat odgromowych. Jednym z nich jest program DEHN Risk Tool wchodzący w skład oprogramowania DEHN-support Toolbox służącego do wspomagania procesu projektowania instalacji odgromowych, który wykorzystano do obliczenia wpływu instalacji fotowoltaicznych na wzrost ryzyka strat odgromowych dla różnych obiektów.

Ryzyko strat odgromowych dla farm fotowoltaicznych

Rozwój wielkopowierzchniowych elektrowni fotowoltaicznych przedstawiany jest jako potencjalne remedium na problemy energetyczne Polski. Największa elektrownia fotowoltaiczna w Polsce o szacunkowej powierzchni 290 ha może wygenerować w standardowych warunkach nasłonecznienia (STC) moc 204 MW [5]. Projektując instalacje fotowoltaiczne wolnostojące nie uwzględnia się zazwyczaj ochrony odgromowej, z uwagi na wytyczne niemieckiego związku ubezpieczycieli [16]. Dla innych obiektów np. o charakterze przemysłowym dokument [16] zazwyczaj proponuje LPS III, obostrzany w przypadku zagrożenia pożarowego do LPS II i wybuchowego do LPS I. Dla obiektów użyteczności publicznej, w tym domów mieszkalnych zaleca się ochronę odgromową kategorii LPS III. W każdym z powyższych przypadków – również dla instalacji fotowoltaicznych wolnostojących należy zastosować ochronę przeciwprzepięciową i instalacje wyrównania potencjałów w obiekcie [16]. Z punktu widzenia obowiązującego prawa w Polsce dla obiektów budowlanych należy stosować normy [12, 13, 14, 15] zawarte w załączniku nr 1 Rozporządzenia Ministra Infrastruktury [17]. W spisie występuje pewna niekonsekwencja, gdyż wyjątkowo w grupie norm z serii EN 62305 znajduje się arkusz drugi pochodzący z 2008 roku mimo wycofania go przez Polski Komitet Normalizacyjny i zastąpienia edycją z 2012 roku. Poprzedni wciąż obowiązujący w przepisach [17] arkusz [13] ma wymagania pozwalające w niektórych przypadkach uzyskać niższe poziomy systemów ochrony odgromowej na poziomie LPS IV lub III. Utrzymując zalecenia [17] norm obowiązujących w budownictwie przy zastosowaniu wymagania dokumentu [14] w części E.4.2 należy uwzględnić, że z uwagi na brak innych zaleceń krajowych projektant powinien na podstawie normy szacowania ryzyka [13] wykazać ewentualną konieczność wprowadzenia systemu ochrony odgromowej.

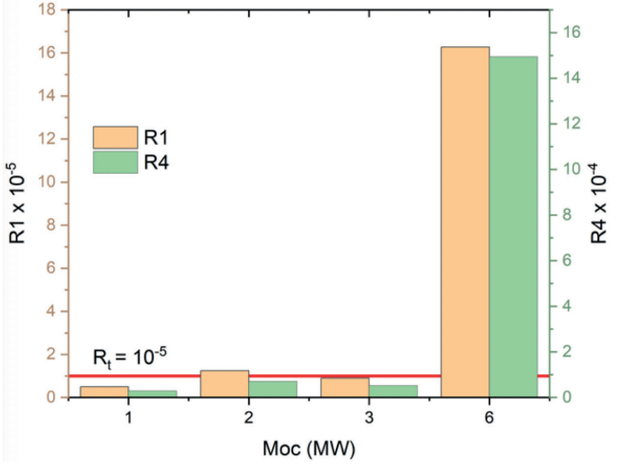
Aby oszacować ryzyko strat odgromowych na jakie narażone są farmy fotowoltaiczne wykonano obliczenia dla kilku rzeczywistych obiektów usytuowanych w Polsce. Jako obiekt badawczy posłużyły wielkopowierzchniowe instalacje fotowoltaiczne o mocy przekraczającej 1 MW zlokalizowane na terenie Polski północnej (N_g = 1,8). W obliczeniach przyjęto, że panele są podłączone do sieci energetycznej za pomocą linii kablowej poprzez dwuuzwojeniowy transformator (współczynnik korekcyj-

ny transformatora C_t = 0,2). W Tabeli 2 zebrano informacje dotyczące powierzchni tych instalacji oznaczonych jako A_0 (dane na podstawie [6]), ich powierzchni zbierania (A_d) oraz powierzchni zbierania w pobliżu obiektu (A_m), którą zgodnie z normą PN-EN 62305-2 [13] uwzględniono jako odległość 250 m od obrysu obiektu.

Moc (MW)	A_0 (m^2)	A_d (m^2)	A_m (m^2)
1	16300	14015	352967
2	30300	34456	428365
3	20500	17953	335922
6	96000	82905	579571

Tabela 2. Zestawienie powierzchni działki (A_0), powierzchni zbierania obiektu (A_d) i powierzchni zbierania w pobliżu obiektu (A_m) dla elektrowni fotowoltaicznych o różnej mocy

Na podstawie danych zawartych w Tabeli 2 można stwierdzić, że nie występuje prosta korelacja pomiędzy mocą elektrowni fotowoltaicznej, a zajmowaną przez nią powierzchnią. Czynnikami, które mogą wpływać na takie zjawisko są różnice w ukształtowaniu terenu i związany z tym sposób rozmieszczenia modułów fotowoltaicznych. Dodatkowo występują rozbieżności pomiędzy wydajnością konwersji energii słonecznej na elektryczną paneli wykorzystanych do budowy elektrowni. Rysunek 2 przedstawia wykres zależności współczynników ryzyka odpowiadającym stratom typu L1 i L4 (Tabela 1) dla elektrowni fotowoltaicznych o mocy 1, 2, 3 i 6 MW. Obliczone ryzyko utraty życia ludzkiego (R1) dla elektrowni o mocy 1 i 3 MW jest mniejsze od wartości tolerowanej $R_t = 10^{-5}$. W przypadku farmy fotowoltaicznej o mocy 2 MW próg ten nieznacznie przekroczono, co wynika ze stosunkowo dużej wartości parametru A_d. (w tym przypadku zastosowano większe odstępy między grupami paneli w porównaniu do innych analizowanych przypadków). Ryzyko R1 dla elektrowni o mocy 6 MW znacznie przewyższa wartość tolerowaną, co świadczy o występowaniu zagrożenia dla życia pracowników znajdujących się na terenie takiego obiektu w trakcie burzy. Zagadnienia związane z bezpieczeństwem pracowników zajmujących się montażem i eksploatacją instalacji fotowoltaicznych opisano w artykule [7]. Ryzyko utraty wartości ekonomicznej (R4) zachowuje się analogicznie do R1. Mając na względzie rosnące koszty bazujących na krzemie modułów fotowoltaicznych warto rozważyć przeprowadzenie analizy ekonomicznej opłacalności LPS dla farm fotowoltaicznych.

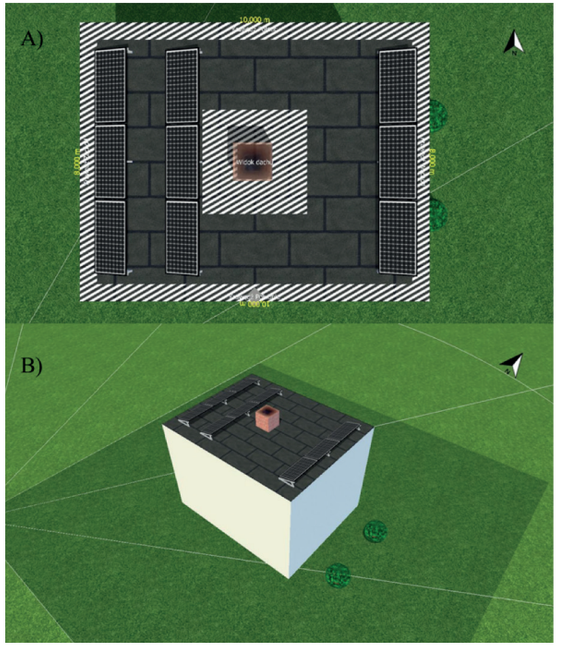


Rysunek 2. Ryzyko utraty życia ludzkiego (R1) i wartości ekonomicznej (R4) dla elektrowni fotowoltaicznych o mocy odpowiednio: 1 MW, 2 MW, 3 MW i 6 MW. Czerwona linia odpowiada wartości tolerowanej R_t dla strat typu L1

Leszek Litzbarski, Marek Olesz, Konrad Seklecki, Mikołaj Nowak
Politechnika Gdańska

Ryzyko strat odgromowych w budownictwie mieszkalnym

Wiodącą grupę technologii prosumenckich w sektorze nieemisyjnych źródeł energii elektrycznej stanowią instalacje fotowoltaiczne [8]. W Polsce łączna moc elektrowni fotowoltaicznych w lipcu 2022 przekroczyła 10 GW, w czym dominujący udział mają instalacje o jednostkowej mocy nieprzekraczającej 50 kW [9]. Za taki stan rzeczy odpowiada rosnąca popularność mikroinstalacji na budynkach mieszkalnych związana z dofinansowaniami z programu „Mój Prąd" [10]. Rozwiązanie to pozwala na obniżenie kosztów transformacji energetycznej, jednakże wiąże się z powstaniem nowych zagrożeń dla gospodarstw domowych [11]. Jednym z nich jest zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia strat odgromowych wynikające ze wzrostu powierzchni zbierania budynku po zainstalowaniu paneli fotowoltaicznych. W celu oszacowania tego ryzyka w programie DEHN Risk Tool wykonano model typowego domu jednorodzinnego z Rysunku 3 o wymiarach 10 m x 8 m x 7m (wysokość). W symulacji założono, że budynek jest zasilany przez linię kablową o długości 1000 m oraz występuje brak instalacji odgromowej (LPS) i ograniczników przepięć (SPD).



Rysunek 3. Model budynku jednorodzinnego, dla którego wykonano analizę ryzyka strat odgromowych. Rzut z góry (a) i z boku (b)

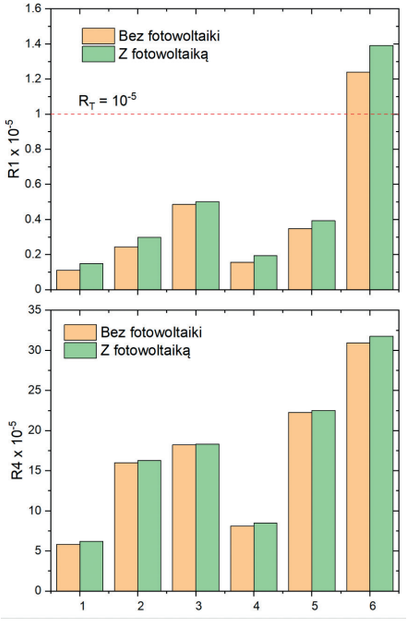
Obliczenia wykazały, że powierzchnia zbierania obiektu po zainstalowaniu na dachu paneli fotowoltaicznych wzrasta o ponad 19%. Dla umieszczenia tej samej instalacji fotowoltaiczni w pobliżu budynku (minimalny odstęp dmin = 10 m) obserwowano nieznaczny wzrost powierzchni zbierania. Następnie przeprowadzono analizę ryzyka strat odgromowych dla sześciu różnych przypadków, które zestawiono w Tabeli 3. Wartości poszczególnych współczynników dobrano w taki sposób, aby odwzorować zróżnicowanie warunków środowiskowych występujących w Polsce.

Na rysunku 4 pokazano wyniki obliczeń dla ryzyka utraty życia ludzkiego (R1) i wartości ekonomicznej (R4) w wyniku wyładowań atmosferycznych dla typowego budynku mieszkalnego przed i po montażu instalacji fotowoltaicznej

Tabela 3. Zestawienie charakterystyk otoczenia budynku wykorzystanych podczas obliczeń ryzyka strat odgromowych dla typowego budynku mieszkalnego (C_d – współczynnik położenia, C_e – współczynnik środowiskowy)

	Środowisko					
	miejskie		wiejskie		odosobnione	
Polska północna (N_g = 1.8)	1	C_e = 0,5 C_d = 0,25	2	C_e = 1 C_d = 0,5	3	C_e = 1 C_d = 1
Polska południowa (N_g = 2.5)	4	C_e = 0,5 C_d = 0,25	5	C_e = 1 C_d = 0,5	6	C_e = 1 C_d = 2

Na podstawie wykresów można stwierdzić, iż wzrost powierzchni zbierania budynku przekłada się jedynie w niewielkim stopniu na zwiększenie parametrów ryzyka R1 i R4. Dla obiektów o niewielkich rozmiarach czynnikiem determinującym wartość ryzyka strat odgromowych jest powierzchnia zbierania linii zasilającej [13]. Niemniej jednak w niektórych przypadkach zainstalowanie paneli fotowoltaicznych na dachu budynku może spowodować przekroczenie tolerowanej wartości ryzyka, co wiąże się z koniecznością wprowadzenia środków ochrony odgromowej. Przeprowadzone obliczenia wykazały, iż zamontowanie paneli fotowoltaicznych na powierzchni ziemi przekłada się w znacznie mniejszym stopniu na wzrost ryzyka strat odgromowych niż w sytuacji, gdy umieści się je na dachu budynku. Ponadto montaż instalacji fotowoltaicznej na obiekcie posiadającym system ochrony odgromowej LPS wiąże się z koniecznością jego przeprojektowania, tak, aby nadal w sposób poprawny pełnił swą funkcję. Zazwyczaj instalacja fotowoltaiczna powoduje konieczność zastosowania wyższych zwodów pionowych oraz wykonania ponownej analizy odstępów separacyjnych.

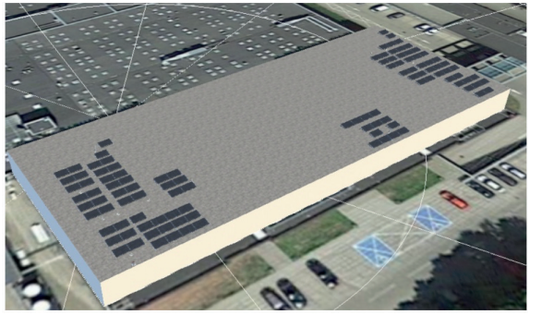


Rysunek 4. Ryzyko utraty życia ludzkiego (R1) i wartości ekonomicznej (R4) dla typowego budynku mieszkalnego z instalacją fotowoltaiczną i bez niej (szczegóły w tekście)

Wpływ przeznaczenia budynku na ryzyko strat odgromowych

Jako uzupełnienie powyższych rozważań przeprowadzono dodatkowy eksperyment polegający na oszacowaniu wartości ryzyka R1 i R4 przy założeniu instalacji fotowoltaicznej na budynkach o różnym przeznaczeniu - dom jednorodzinny, biurowiec i uczelnia zlokalizowana w obiekcie zabytkowym. Aby wyeliminować wpływ lokalizacji na uzyskane rezultaty założono, że wszystkie wymienione nieruchomości znajdują się na obszarze Polski północnej w środowisku miejskim (N_g = 1,8; Cd = 0,25; C_e = 0,5). W doświadczeniu ponownie wykorzystano dom przedstawiony na rysunku 3. Wymiary biurowca i budynku uczelni pokazano odpowiednio na rysunku 5 i 6.

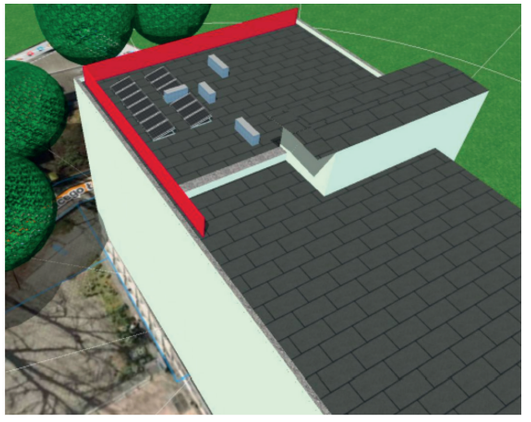
Zarówno biurowiec jak i gmach uczelni wyposażono w LPS, a w przypadku pierwszego z nich występuje również skoordynowany układ SPD. W budynku drugim z uwagi na brak wykonywania prac modernizacyjnych w instalacji elektrycznej przed wykonaniem instalacji fotowoltaicznej założono do wstępnych obliczeń ryzyka brak istniejącej ochrony przeciwprzepięciowej. Na potrzeby symulacji założono, że wszystkie budynki są zasilane linią kablową o długości 1000 m, a współczynnik redukujący ryzyko utraty życia ludzkiego w zależności od podłoża wynosi $r_a = 10^{-5}$, co odpowiada rezystancji gruntu nie mniejszej niż 100 kΩ. W tabeli 4 zebrano wartości pozostałych, istotnych dla obliczeń parametrów, tj.: współczynnik redukcji strat związanych z uszkodzeniem fizycznym r_p zależny od zastosowanych środków ochrony przeciwpożarowej, współczynnik redukcyjny r_f powiązany z niebezpieczeństwem pożarowym w obiekcie, współczynnik zwiększający h_z, który uwzględnia obecność szczególnych zagrożeń oraz wielkość strat spowodowanych uszkodzeniami fizycznymi L_f.



Rysunek 5. Model biurowca o wymiarach 40 m x 22 m x 12 m, dla którego wykonano analizę ryzyka strat odgromowych.

Tabela 4. Zestawienie współczynników zwiększających i zmniejszających ryzyko strat odgromowych wykorzystanych podczas obliczeń ryzyka strat odgromowych dla budynku mieszkalnego, biurowego i gmachu uczelni

parametr	dom jednorodzinny	biurowiec	gmach uczelni
r_p	0	1	0,5
r_f	0,01	0,01	0,01
h_z	0	5	5
L_f	0,01	0,05	0,05



Rysunek 6. Model zabytkowego budynku uczelni (wymiary 20 m x 36 m x 12 m z nadbudówką 4 m x 14 m x 3 m) dla którego wykonano analizę ryzyka strat odgromowych

Powierzchnia zbierania przed (A_d) i po (A_d') zainstalowaniu paneli PV na poszczególnych budynkach została obliczona za pomocą programu DEHN Risk Tool, który posłużył również do wyznaczenia powierzchni A_m (otrzymane wartości zebrano w Tabeli 5.). W analizowanych przypadkach parametr A_m okazał się niezależny od obecności paneli fotowoltaicznych. Największą wartość A_d odnotowano dla budynku biurowego, jednakże względny przyrost tego parametru po montażu paneli fotowoltaicznych osiągnął maksimum dla obiektu mieszkalnego.

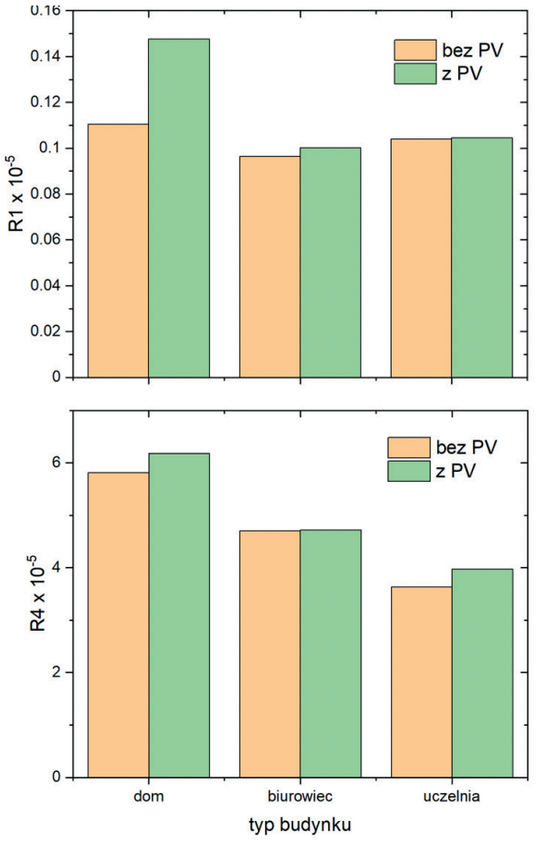
Powierzchnia	dom jednorodzinny	biurowiec	gmach uczelni
A_d (m^2)	2198	10215	9408
A_d' (m^2)	2616	11074	9485
A_m (m^2)	205472	228774	225228
$\Delta A_d/A_d$ (%)	19,0	8,4	0,8

Tabela 5. Obliczone wartości powierzchni zbierania dla budynku mieszkalnego, biurowego i gmachu uczelni

Na rysunku 7 pokazano wzrost ryzyka strat odgromowych R1 i R4 związany z montażem instalacji fotowoltaicznej na dachu budynku w zależności od jego przeznaczenia.

Dla wszystkich analizowanych przypadków ryzyko R1 jest znacznie mniejsze od wartości tolerowanej zarówno przed jak i po montażu instalacji fotowoltaicznej. Warto zwrócić uwagę iż najwyższe wartości ryzyka utraty życia ludzkiego odnotowano dla budynku mieszkalnego, co jest bezpośrednią konsekwencją założenia braku środków ochronnych LPS i SPD. Największy przyrost ryzyka R1 po montażu instalacji fotowoltaicznej wystąpił dla domu jednorodzinnego, co można uzasadnić znaczną wartością stosunku $\Delta A_d/A_d$. W pozostałych przypadkach wpływ systemu fotowoltaicznego na parametr R1 był zauważalnie mniejszy. Analogiczne zachowanie występuje dla ryzyka R4. Warto jednak zwrócić uwagę na stosunkowo duży przyrost ryzyka R4 dla budynku uczelni, który można wytłumaczyć tym, że celowo założono nieprawidłowość polegającą na braku on ochrony przeciwprzepięciowej. Ze względu na to, iż wybrany do doświadczenia gmach uczelni jest obiektem zabytkowym, obliczono dla niego wartość ryzyka utraty dziedzictwa kulturowego (R3).

Początkowa wartość R3 = 4.12925 $\cdot 10^{-7}$ jest niższa od R_t dla tej kategorii, co świadczy o skuteczności ochrony zapewnianej przez zainstalowany LPS. Po zainstalowaniu systemu fotowoltaicznego ryzyko R3 wzrosło jedynie o około 0,4%. Należy jednak



Rysunek 7. Ryzyko utraty życia ludzkiego (R1) i wartości ekonomicznej (R4) w zależności od typu budynku

wziąć pod uwagę, że warunkiem zachowania skuteczności LPS jest jego przebudowa, która uwzględni odpowiednie odstępy separacyjne i poprawny dobór zwodów pionowych.

Podsumowanie i wnioski

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń można stwierdzić, że w przypadku farm fotowoltaicznych o dużej mocy istnieje konieczność stosowania LPS, który chroniłby pracowników zajmujących się serwisowaniem takich systemów. Czynności związane z konserwacją takich instalacji wykonywane są zazwyczaj latem, co pokrywa się z okresem największego prawdopodobieństwa występowania wyładowań atmosferycznych [7]. Zagrożenie porażenia piorunem na terenie farmy fotowoltaicznej jest potęgowane przez usytuowanie takich obiektów na otwartej przestrzeni z dala od budynków mogących stanowić schronienie dla osób tam przebywających. Odpowiednio dobrany system ochrony odgromowej pozwala również na zmniejszenie ryzyka wystąpienia strat ekonomicznych, co jest istotne z punktu widzenia opłacalności inwestycji.

Rozpowszechnienie się prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych spowo-

dowało wzrost zainteresowania zagadnieniami dotyczącymi ich wpływu na bezpieczeństwo obiektów, na których są montowane. Wykonane symulacje ukazują, iż wzrost zagrożenia piorunowego związany z pojawieniem się na dachu budynku paneli fotowoltaicznych jest nieznaczny. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku obiektów o innym przeznaczeniu takich jak biurowce lub szkoły. Zainstalowanie paneli fotowoltaiczych na budynku zazwyczaj powoduje konieczność odpowiednich zmian w systemie zwodów tak, aby zachować skuteczność jego działania.

Literatura

[1] S. Tokarski, “Transformacja energetyczna--zapotrzebowanie na źródła energii pierwotnej w perspektywie 2040 r. Co się zmieni po wybuchu wojny na Ukrainie?,” Nowa Energ., pp. 10–16, 2022.

[2] V. V Tyagi, N. A. A. Rahim, N. A. Rahim, and J. A. /L. Selvaraj, “Progress in solar PV technology: Research and achievement,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 20, pp. 443–461, 2013.

[3] H. Boryń, “Ochrona odgromowa fotowoltaicznych źródeł energii elektrycznej,” Zesz. Nauk. Wydz. Elektrotechniki i Autom. Politech. Gdańskiej, pp. 21–26, 2010.

[4] E. Sobieska and K. Sobolewski, “Modelowanie i symulacje instalacji ochrony odgromowej dla obiektów wyposażonych w instalację fotowoltaiczną,” Przegląd Elektrotechniczny, vol. 97, no. 6, pp. 86–90, 2021.

[5] “https://enerad.pl/fotowoltaika/najwieksze-farmy-fotowoltaiczne-w-polsce-ranking/,” 2022. .

[6] “https://www.geoportal.gov.pl/.”

[7] D. Baczyński, P. Helt, P. Kapler, and S. Piotrowski Paweł and Robak, “Narażenie pracowników zajmujących się instalacją, serwisem oraz demontażem systemów fotowoltaicznych na szkodliwe czynniki fizyczne,” Przegląd Elektrotechniczny, vol. 93, 2017.

[8] P. Lubiewski, “Systemic Approach to Cooperation in the Sphere of Public Security – Outline of Problem,” Zesz. Nauk. SGSP, vol. 75, no. 76, pp. 67–80, 2020.

[9] J. Popczyk, “Oddolna budowa energetycznej odporności elektroprosumenckiej JST w miejsce bezpieczeństwa energetycznego w schodzącej rządowej polityce energetycznej,” Biul. PPTE2050 nr, vol. 1, p. 5, 2022.

[10] K. Mik, P. Zawadzki, J. Tarłowski, M. Bugaj, P. Grygiel, and S. Bykuć, “Multifaceted Analyses of Four Different Prototype Lightweight Photovoltaic Modules of Novel Structure,” Energies, vol. 14, no. 8, 2021.

[11] K. Seklecki and M. Olesz, “Zasady montażu instalacji fotowoltaicznych według obowiazujacych przepisów i norm,” Zesz. Nauk. Wydz. Elektrotechniki i Autom. Politech. Gdańskiej, 2021.

[12] PN-EN 62305-1:2011 - wersja polska. Ochrona odgromowa - Część 1: Zasady ogólne

[13] PN-EN 62305-2:2008 - wersja polska, Ochrona odgromowa - Część 2: Zarządzanie ryzykiem

[14] PN-EN 62305-3:2011 - wersja polska, Ochrona odgromowa - Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia

[15] PN-EN 62305-4:2011 - wersja polska, Ochrona odgromowa - Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach

[16] Publikacja niemieckiego związku ubezpieczycieli (GDV e. V.) w celu zapobiegania powstawaniu szkód. Ukierunkowana na ryzyko ochrona odgromowa i ochrona przed przepięciami. VdS 2010: 2020- 06 (projekt)

[17] Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie). Dz.U. 2022 poz. 1225

Problemy eksploatacyjne w morskich systemach elektroenergetycznych

Tomasz Nowak
Uniwersytet Morski w Gdyni

1. Wprowadzenie

Prawidłowa eksploatacja każdego systemu technicznego wymaga od personelu przeszkolenia i podstawowej wiedzy na temat użytkowanego układu. Morskie systemy elektroenergetyczne w zdecydowanej większości są reprezentowane przez systemy użytkowane na statkach czy platformach wiertniczych. Standardowe rozwiązania dotyczące sieci elektroenergetycznych stosowanych w systemach okrętowych opiera się na sieciach typu IT bądź w niewielkim procencie TT. Zastosowanie określonego typu sieciowego powinno być optymalne ze względu na wymagania, jakie ma spełnić.

Budowa nowoczesnych, specjalistycznych i energochłonnych systemów morskich, sprawia wiele kłopotów z technicznym opanowaniem coraz to większej mocy, oraz utrzymaniem sprawności technicznej, szczególnie w kontekście różnych zakłóceń wynikających z eksploatacji (przepięcia, problemy jakościowe i kształtu przebiegów). Skłania to do rozpatrywania możliwości zastosowania różnych typów sieci zasilających, gdyż powszechnie stosowane układy w niektórych przypadkach wydają się nieefektywne i problematyczne. Analiza związanych z tym problemów jest treścią tego artykułu.

Wspomniane typy sieci IT, TT są częścią międzynarodowego kodu symbolicznego, obrazującego różne powiązania pomiędzy przewodami czynnymi sieci elektroenergetycznej. Wyróżniamy pięć rodzajów układów sieciowych: TNC, TNS, TNCS, TT, IT. Pierwsza litera określa sposób połączenia układu sieciowego tzw. uziemieniem roboczym: T- bezpośrednie połączenie z ziemią (najczęściej punktu neutralnego), I- brak połączenia z ziemią lub połączenie impedancyjne przeciwprzepięciowe. Druga litera określa połączenie części przewodzących dostępnych z przewodami uziemionymi: N – bezpośrednio z uziemionym punktem neutralnym, T – bezpośrednio z ziemią (kadłubem). Następne litery określają związek pomiędzy przewodem neutralnym a przewodem ochronnym: C- występuje jeden wspólny przewód ochronno neutralny PEN, S – występują dwa osobne przewody, N -neutralny, PE – ochronny, CS – występuje hybryda PEN – N, PE. [1]

Polski Rejestr Statków dopuszcza możliwość zastosowania różnych rozwiązań sieciowych w obiektach morskich (statkach, część VIII rozdział 4 – dla napięć do 1000V, rozdział 18 – dla napięć do 15000V). W pierwszym przypadku dopuszczalne są systemy IT, TT, TNC, natomiast w drugim systemy IT oraz TT z ograniczonym prądem zwarciowym przez zastosowanie rezystancyjnego wtrącenia w obwód uziemienia punktu neutralnego (w przepisach PRS konsekwentnie nazywanego zerowym). Przepisy do tej pory, nie wspominają nic na temat zastosowania systemów pięcioprzewodowych TNS. Systemy te można podciągnąć do następującego zapisu w przepisach „Stosowanie innych układów podlega odrębnemu rozpatrzeniu przez PRS” [3]. Zastosowanie układu sieciowego TNS na statku jest rzadkie, ale spotykane. Między innymi, autor artykułu w serii konsultacjach z inspektorami PRS rozwiązywał napotkane problemy przy eksploatacji hybryd zasilania TT/TNC/TNS występujących przy zasilaniu z lądu określonych statków.

2. Elektroenergetyczne układy sieciowe w rozwiązaniach okrętowych

Polski rejestr statków w zasadzie dopuszcza stosowanie wszystkich typów układów sieciowych w morskich instalacjach elektroenergetycznych. Stosuje pewne uszeregowanie wynikające z poziomu napięcia zasilania, zaistniałych potrzeb i sposobu użytkowania [3].

Każdy z możliwych systemów charakteryzuje się określonymi parametrami, które lepiej lub gorzej można dopasować do specyficznych warunków morskich. W przypadku wyboru określonego rozwiązania, należy się liczyć z określonymi konsekwencjami tego wyboru. W zasadzie problem sprowadza się do wyboru sposobu uziemienia punktu neutralnego. A więc od impedancji (w systemach okrętowych – rezystancji) zależy wartość prądu doziemnego, przejściowego i występującego przepięcia ziemnozwarciowego. Zjawisko to opisuje współczynnik zwarcia doziemnego k_E (*stosunek najwyższego napięcia występującego między nieuszkodzoną fazą a ziemią w określonym miejscu sieci podczas zwarcia doziemnego do napięcia doziemnego w tym miejscu po ustąpieniu zwarcia*), dawniej określał to współczynnik uziemienia sieci k_{uz} (zależność pomiędzy tymi współczynnikami określa wzór 2.1) [4].

(2.1) $$K_E = \sqrt{3} \cdot k_{uz}$$

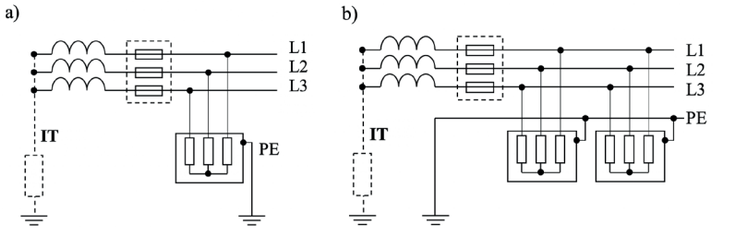
W zależności od zastosowanego systemu sieciowego można stwierdzić że, koszt budowy sieci oraz intensywność zjawisk elektromagnetycznych rośnie w kierunku sieci skutecznie uziemionych a wartość przepięć ziemnozwarciowych rośnie w kierunku sieci izolowanych.

W konsekwencji optimum oczekiwań stawianym konfiguracjom sieciowym, w określonej sytuacji projektowej, dokonuje się określonego wyboru. Jest on więc, kompromisem pomiędzy oczekiwaniami a możliwościami oferowanymi przez określony typ sieci. Idealną sieć charakteryzowałyby parametry, które sprawiałyby, że sieć byłaby funkcjonalna, bezpieczna, niezawodna, tania i nie wpływałaby negatywnie na aparaturę elektryczną.

W historycznym ujęciu tego problemu, w systemach okrętowych, ze względu na aspekt bezpieczeństwa ciągłości zasilania poprzez eliminację konieczności wyłączania dominujących jednomiejscowych zwarć doziemnych i ograniczenie zagrożenia wybuchowego bądź pożarowego, najczęściej stosowanym systemem sieciowym jest układ IT.

Układ IT, w podstawowej konfiguracji przedstawiono na (rys. 2.1). Charakteryzuję się on najmniejszą wartością prądu zwarcia doziemnego Id niezależnego od miejsca zwarcia. Prąd ten zamyka się przez upływności i przez pojemności nieuszkodzonych faz względem ziemi lub przewód PE, gdy zostanie użyty w zamkniętym obszarze galwanicznie połączonej sieci wraz z odbiornikami [4].

Z tego względu, układ ten wymaga prowadzenia ciągłego nadzoru sprawności poprzez monitorowanie rezystancji izolacji. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu aparatury wyposażonej w przekaźnik upływnościowy. Proces monitoringu generuje większe koszty eksploatacyjno – diagnostyczne, które w systemach okrętowych wpisane są w obowiązki personelu technicznego. Z tego względu systemy te w ograniczonej formie wykorzystuje się w systemach lądowych, w miejscach gdzie zastosowanie tego układu jest uzasadnione technicznie i ekonomicznie.

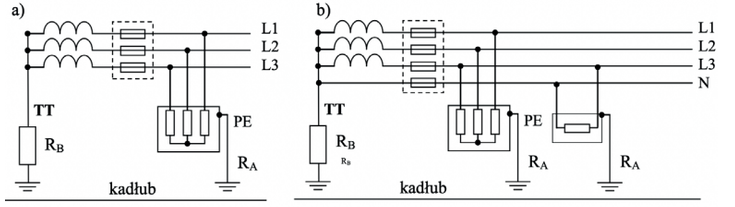


Rysunek 2.1. Struktura układu sieciowego IT
a) z uziemieniem indywidualnym,
b) z uziemieniem grupowym.

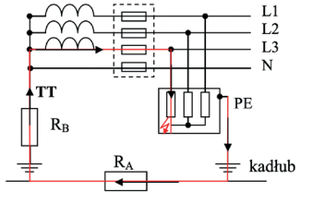
Rozwój systemów morskich (okrętowych), a w szczególności wzrost mocy zainstalowanej, (a tym samym kłopoty z ograniczaniem prądów zwarciowych), wpływa na potrzebę reakcji na zaistniała sytuację w ramach dostępnych prawem rozwiązań. Tym samym determinuje on poszukiwanie innego optimum rozwiązania sieciowego, najczęściej pracującego na wyższym napięciu, mniej wrażliwego na przepięcia, o wyższych wymaganiach izolacji, i akceptowalnym prądzie zwarciowym doziemnym.

Odpowiednie warunki zasilania w takiej sytuacji zapewniają układy uziemione. Preferowanym przez PRS jest układ TT realizowany w różnych konfiguracjach.

System typu TT tworzy bezpośrednio uziemiony punkt neutralny źródła zasilania przez rezystancję R_B jak na (rys.2.2). W tym przypadku uszkodzenie izolacji podstawowej w zasilanym obwodzie, powoduje przepływ prądu zwarcia doziemnego przez ziemię (kadłub statku) (rys. 2.3), notabene jest to cecha rozpoznawcza tego układu. W pętli zwarciowej znajduje się rezystancja uziemień przewodu ochronnego R_A i kadłuba czyli uziemienia funkcjonalnego R_B, która ze względu na niejednorodność materiałową jest trudna do wyznaczenia i zmienia się w czasie eksploatacji. W przypadku systemów lądowych rozpatrywana pętla zwarciowa systemu TT wynosi co najmniej kilka omów, w systemie morskim a w szczególności okrętowym brak jednoznacznych wyników wartości uziemienia funkcjonalnego. Specyficzna materiałowa budowa konstrukcji (statku, platformy) skłania do stwierdzenia, że wartość impedancji pętli zwarciowej może mieć różna i tym samym może być różny trudny do oszacowania prąd zwarcia.



Rysunek 2.2. Układ typu TT,
a) bez przewodu neutralnego,
b) z przewodem neutralnym.



Rysunek 2.3. Przepływ prądu przy uszkodzeniu izolacji podstawowej w układzie TT.

Pewnym rozwiązaniem tego problemu jest zastosowanie do samoczynnego wyłączania zasilania w tych instalacjach wyłączników różnicowoprądowych (RCD), które reagują na niewielkie prądy zakłóceniowe. Jednakże systemach morskich (okrętowych) nie są one często stosowane gdyż cechuje je duży współczynnik zawodności.

W sytuacji wystąpienia pierwszego uszkodzenia izolacji podstawowej w lądowej sieci TT przyjmuje się, że jest bardzo prawdopodobne wystąpienie napięcia dotykowego niemal równego napięciu układu względem ziemi U_o (wynika to z nierówności uziemienia R_A i R_B). Właściwość tam wymaga stosowania zabezpieczeń o krótszym czasie zadziałania niż stosowanych w układach TN [4].

W systemach morskich problem ten jest złożony, gdyż wartość uziemienia funkcjonalnego jest zmienna. Tym samym w przypadku zastosowania zabezpieczeń nadprądowych, metalowy kadłub można uznać jako główne połączenia wyrównawcze w zasięgu instalacji. Tym samym wydaje się, że można przyjąć większy dopuszczalny czas wyłączania, taki jak dla układu TN. Wynika to, z podwyższenia stanu bezpieczeństwa gdyż, człowiek nie jest wówczas narażony na pełne napięcie, lecz na działanie znacznie mniejszego napięcia dotykowego między częściami jednocześnie dostępnymi. Właściwość ta skłania do stosowania układu TT w systemach morskich obok korzyści materialnych (niższe koszty inwestycyjne).

Wadą układu TT wymuszającą konieczność stosowania w systemach morskich (okrętowych) układu bez przewodu neutralnego jest jednomiejscowe, (u źródła zasilania) uziemienie tegoż przewodu. W sytuacji zastosowania układu TT z przewodem neutralnym w przypadku naruszenia jego ciągłości, występują niebezpieczne niesymetrie napięć fazowych stwarzające zagrożenie bezpieczeństwa obsługi i możliwość uszkodzenia aparatury. To zjawisko wymusza stosowanie rozłączania wszystkich przewodów czynnych, skomplikowanymi łącznikami o różnych czasach załączania i wyłączania bieguna neutralnego.

Zapis w przepisach PRS:

W instalacjach na statku można stosować następujące układy rozdziału energii elektrycznej: ..... 2.1 trójfazowy, czteroprzewodowy z uziemionym punktem zerowym, lecz bez wykorzystania kadłuba statku jako przewodu powrotnego; [3] dopuszcza zastosowanie w systemach morskich, okrętowych układu sieciowego typu TNC.

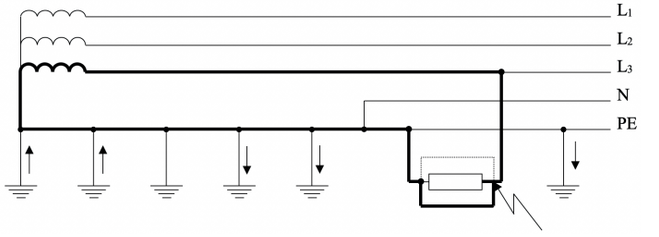
Przy zastosowaniu układu sieciowego TN w przypadku przebicia izolacji podstawowej prąd zwarcia w pętli L-PE bądź L-PEN osiąga znaczne wartości, gdyż pętla ta jest całkowicie złożona z przewodów elektroenergetycznych (rys.2.4). Jest to najbardziej reprezentatywna cecha tego układu, odróżniająca go od innych układów (TT oraz IT) [4].

W układzie TN do samoczynnego wyłączania zasilania wystarczają zabezpieczenia nadprądowe: wyłączniki nadprądowe, bezpieczniki. Warunkiem skuteczności samoczynnego wyłączania zasilania jest dostatecznie mała impedancja Z_s pętli zwarciowej. W obwodzie o napięciu względem ziemi U_o impedancja pętli zwarciowej Z_s powinna spełniać warunek:

(2.2)
$$Z_s \leq \frac{U_0}{I_a}$$

przy czym I_a jest prądem wyłączającym zabezpieczenia dokonującego samoczynnego wyłączania zasilania w wymaganym czasie.

Jednakże podobnie jak w układzie TT, w czteroprzewodowym w układzie TN – C w przypadku przerwy w przewodzie PEN występuje skrajne niebezpieczeństwo porażenia na skutek możliwości pojawienia się niepożądanego niebezpiecznego napięcia międzyfazowego



Rysunek 2.4. Pętla zwarcia L-PE w układzie TN w całości złożona z przewodów.

3. Eksploatacja morskich systemów elektroenergetycznych - wiadomości uzupełniające i wybrane zagadnienia.

Powszechne stosowanie w elektroenergetycznych systemach morskich (okrętowych) układów zasilania typu IT wymusza szereg działań wynikających z ich właściwości i przyjętych strategii eksploatacyjnych. Jak już wspomniano, systemy te działają pod nadzorem przeszkolonego personelu, który interpretując informacje przekazywane z systemów kontroli, reaguje w stanach zagrożenia. W przypadku tych układów mamy do czynienia ze zjawiskiem pierwszego lub drugiego uszkodzenia. W pierwszej sytuacji uszkodzenie wykrywa urządzenie IMD czyli kontroler stanu izolacji doziemnej (paradoksalnie wprowadza on techniczne osłabienie izolacji). Przy doborze tego urządzenia obowiązują pewne zasady i ograniczenia:

- Po pierwsze, przyłącza się je według instrukcji wytwórcy do punktu neutralnego (naturalnego lub sztucznego) albo do wskazanych przewodów czynnych układu IT.
- Po drugie, pojemności układu IT nie mogą mieć wpływu na wskazania indykatora urządzenia IMD poza krótkotrwałymi stanami przejściowymi.
- Po trzecie, w przypadku zastosowania układu z przewodem N, należy sprawdzić czy urządzenie jest dostosowane do obsługi takiego układu.
- Po czwarte, jeżeli układ IT zawiera jakikolwiek przekształtnik energoelektroniczny, to należy sprawdzić, czy urządzenie monitoruje obwód wyjściowy przekształtnika,
- Po piąte, na jednym galwanicznie ograniczonym obszarze, wolno uruchomić tylko jedno urządzenie.

Ostatni warunek jest szczególnie ważny w przypadku zastosowania rozdzielnic z układami sekcjonowanymi. W tej sytuacji należy zastosować odpowiednie łączniki, podłączające jedno urządzenie do określonego obszaru zasilania, tworzonego opcją załączenia określonej sekcji.

Pomimo braku uziemienia funkcjonalnego i niewątpliwej zalety, jaką jest bezprzerwowość zasilania jednomiejscowego uszkodzonego obwodu, układ IT nie jest w pełni bezpieczny z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej, a w szczególności przy dotyku bezpośrednim. Wynika to z braku pewności o miejscu i czasu wystąpienia przypadkowego uszkodzenia w postaci uziemienia części czynnej

tym samym zamknięcia obwodu porażenia elektrycznego. Osobną kwestią pozostaje problem możliwości porażenia elektrycznego składową pojemnościową, która w tym systemie jest szczególnie duża. Często w rozległych układach należy zastosować różne sposoby kompensacji tej składowej. Tym samym tworzyć skomplikowane systemy zasilające z dławikowymi urządzeniami kompensacyjnymi. Poprzez wskazywanie osłabienia izolacji, a nie wyłączanie uszkodzonych obwodów, system ten wymaga doświadczenia w detekcji uszkodzeń. Można ja zrealizować w sposób klasyczny, opierając się na doświadczeniu personelu technicznego lub przy wykorzystaniu stacjonarnych albo przenośnych systemów diagnostycznych, opartych na pomiarze prądów różnicowych generowanych ze specjalnego źródła, emitującego sygnał o określonej częstotliwości.

W systemie elektroenergetycznym izolowanym w odróżnieniu od systemów uziemionych (wyłącz) obowiązuje zasada – zasygnalizuj awarię. Pierwsze uszkodzenie należy więc, szybko wykrywać, lokalizować i usuwać aby nie dopuścić do tzw. drugiego uszkodzenia.

Ta sytuacja sprawia, że zwarcie jednomiejscowe przeradza się w dwumiejscowe. Powinno zatem dojść do samoczynnego wyłączenia zasilania co najmniej jednego z uszkodzonych obwodów przez właściwe zabezpieczenie o prądzie wyłączającym Ia. Skutkuje to samoczynną zmianą systemu sieciowego na układ TT/TN z wszelkimi konsekwencjami. Tym samym utratą w zasadzie wszelkich zalet stosowania układu IT.

Wyzwaniem dla autora tego artykułu było zmierzenie się z ciekawym, acz nietypowym rozwiązaniem sieci okrętowej przedstawionym na (rys.3.1.).

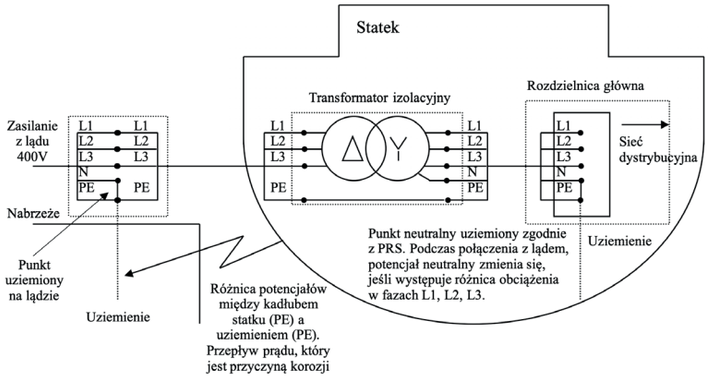
Na prezentowanym statku zastosowano uziemiony system TNS o napięciu 230/400V 50 Hz zasilający poszczególne urządzenia elektryczne. Przy zasilaniu statku z lądu zastosowano transformator separacyjny o połączeniu uzwojeń trójkąt gwiazda. W ten sposób utworzono elektroenergetyczne połączenie lądowo - okrętowe TNC/TT/TNS z częściowym wykorzystaniem kadłuba jako przewodu PE.

Charakterystyczną cechą układu jest zastosowanie uziemienia roboczego zarówno w części generatorowej, jak i w części zasilania z lądu. Sieć dystrybucyjną wyposażono w uziemienie grupowe.

Analizując system elektroenergetyczny zastosowany na rozpatrywanym statku można zauważyć, że cechują go nowoczesne rozwiązania techniczne (analizator sieciowy, przekaźniki napięciowe, diodowe układy wizualizacji, przekładniki prądowe, itp.), dbałość o bezpieczeństwo (transformator separacyjny) oraz całkowity brak doświadczenia w eksploatacji takiego systemu na innych statkach. To doświadczenie staje się zagadnieniem kluczowym w kontekście zaistniałych, a nieprzewidzianych skutków eksploatacji tego systemu elektroenergetycznego.

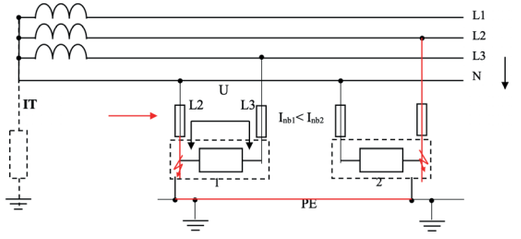
W wyniku niezrównoważenia obciążeń, podczas postoju i zasilania z lądu, pomierzony niesymetryczny prąd płynący pomiędzy kadłubem statku a uziemieniem nabrzeża portowego w miejscu połączenia z lądem dochodził do 63A i był bliski wartości systemowemu prądu znamionowemu.

W tej sytuacji podstawowym problemem zaobserwowanym podczas eksploatacji był wpływ uzytkowania tego układu elektroenergetycznego na wzmożoną korozję elektrochemiczną urządzeń statku.



Rysunek 3.1. Schemat połączenia z lądem układu zasilania statku o układzie sieciowym TNS.

Niemożność opanowania tego zjawiska wymusił działanie armatora zmierzające do przeprojektowania i przebudowy sieciowego systemu elektroenergetycznego omawianego statku i innych zamówionych jednostek. Aby zaradzić problemowi podjęto decyzję najmniej ingerującą w zaistniałą sytuację i przekonfigurowano systemu w układ IT z przewodem neutralnym [5].



Rysunek 3.2. Wyłączenie dwumiejscowego zwarcia w układzie IT z rozprowadzonym przewodem neutralnym. (W obwodzie odbiornika 1, przepala się wkładka o mniejszym prądzie znamionowym, tym samym, odbiornik 1 poddany napięciu międzyprzewodowemu).

Rozwiązanie to usunęło problem wzmożonej korozji, ale też przysporzyło dodatkowych kłopotów eksploatacyjnych zobrazowanych na (rys.3.2) wynikających z eksploatacji systemu IT z przewodem neutralnym (wcześniej zasygnalizowane problemy). Po pierwsze wymaga to specyficznego urządzenia monitorującego IMD, po drugie zastosowania zabezpieczeń obejmujących wszystkie przewody czynne, po trzecie zmian w regulaminie eksploatacji wymuszającym szczególne działania w przypadku zaistnienia pierwszego uszkodzenia.

4. Podsumowanie

Współczesne elektroenergetyczne morskie a w szczególności okrętowe systemy zasilające borykają się z różnymi problemami eksploatacyjnymi. Można je podzielić na podgrupy będące konsekwencją sytuacji pracy systemu. Po pierwsze praca wyspowa i problemy z tym związane, wynikające z bezpieczeństwa zasilania (ciągłości i zachowania parametrów jakościowych), po drugie praca systemowa podczas postoju w porcie i podobne problemy oraz sprawa prawidłowego podłączenia z lądem. Oznacza to, konieczność pogodzenia cech i parametrów różnych instalacji.

Popularność stosowania układu izolowanego podyktowana jest doświadczeniem użytkowników, armatorów oraz wynika z tak zwanej dobrej praktyki morskiej. Niewątpliwą zaletą układu IT jest możliwość ciągłego monitorowania stanu izolacji w sieci. Odpowiednio wczesne wykrycie i usunięcie pierwszego uszkodzenia w instalacji elektrycznej zapobiega niebezpieczeństwu porażenia oraz pożaru.

W przypadku konieczności stosowania wysokiego napięcia, ze względu na wytrzymałość izolacji i wrażliwość na wewnętrzne przepięcia bardziej korzystne jest stosowanie sieci uziemionej. W tej sytuacji racjonalnym rozwiązaniem jest zastosowanie układu TT. Przeważające w systemach zwarcia do obudowy powodują wystąpienie znacznych prądów i wyłączenie uszkodzonego obwodu (tym samym zmiana logiki pracy z sygnalizacji uszkodzenia na wyłączenie). Zmiana tej logiki powoduje wzrost bezpieczeństwa użytkowania elektrycznego a ogólny spadek bezpieczeństwa z punktu widzenia ciągłości zasilania ważnych urządzeń odpowiadających za ogólne bezpieczeństwo. Rozwiązanie to wymaga stosowania więc bardziej kosztownych systemów czy urządzeń redundantnych.

Zastosowanie systemu TNC-S na niewielkim statku, na którym stan eksploatacyjny tj. "postój w porcie" jest założonym stanem pracy przy zasilaniu portowym wydaje się rozwiązaniem logicznym. Jednakże zastosowanie oddzielenia galwanicznego poprzez transformator spowodowało niespodziewane problemy techniczne w postaci występowania nasilonej korozji, na skutek przepływającego do nabrzeża prądu niezrównoważenia o różnych składowych.

Analiza przedstawionego zagadnienia potwierdza znane kanony dobrej praktyki morskiej o konieczności stosowania w okrętownictwie przede wszystkim znanych i sprawdzonych rozwiązań. Elektroenergetyczny system okrętowy narażony jest nie tylko na działania zjawisk elektrycznych, ale również zjawisk związanych z oddziaływaniem środowiska morskiego. Należy o tym pamiętać i brać te uwarunkowania pod uwagę nawet w kontekście pracy systemu elektroenergetycznego.

8. Literatura

[1] Wybrane zagadnienia dotyczące sieci IT, TT w świetle użytkowania w okrętowych systemach elektroenergetycznych ZN AM Gdynia 2018.
[2] Nowak T. Wybrane zagadnienia z eksploatacji nietypowej sieci elektroenergetycznej TT/TNS w systemach okrętowych - case study ZN AM Gdynia 2020.
[3] Przepisy klasyfikacji i budowy statków morskich. Instalacje elektryczne i systemy sterowania. Część VII PRS Gdańsk 2022.
[4] Musiał E. „Ochrona od porażeń w instalacjach niskiego napięcia w świetle aktualnych przepisów i norm. Współdziałanie dwóch różnych układów, w tym TT i TN" Materiały internetowe. Szkolenie dla członków Pomorsko-Kujawskiej Izby Inżynierów Budownictwa Bydgoszcz – Toruń – Włocławek, 26-27 listopada 2012 r.
[5] Dokumentacja techniczna badanego obiektu. Statek inspekcyjny "Kontroler 22".

Wyznaczanie pasów służebności dla infrastruktury elektroenergetycznej niskiego i średniego napięcia

Konrad Seklecki
Marek Olesz
Leszek Litzbarski
Politechnika Gdańska

1. Wstęp

Problem służebności wynika z relacji energetyki zawodowej wobec właścicieli nieruchomości, na których znajdują się urządzenia elektroenergetyczne. Przedsiębiorca np. spółka energetyczna, która ma prawo własności do urządzeń elektroenergetycznych przechodzących przez nieruchomości gruntowe powinna posiadać dostęp do części nieruchomości na potrzeby wykonywania czynności konserwacyjnych, utrzymania urządzeń w ruchu i naprawy [1, 2, 8]. Za możliwość dostępu gwarantowanego prawem do nieruchomości, określonego służebnością przesyłu, właścicielowi przysługuje odszkodowanie w wysokości ustalonej w umowie lub na podstawie orzeczenia sądu zgodnie z Art. 305^2 - *przedsiębiorca może żądać jej ustanowienia za odpowiednim wynagrodzeniem* [2].

Do określenia wysokości wynagrodzenia dla właścicieli istotne jest wskazanie obszarów, które uniemożliwiają całkowite lub częściowe korzystanie z nieruchomości wraz z uwzględnieniem dojazdu do zlokalizowanej na niej infrastruktury. Ważnym elementem jest również data rozpoczęcia eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych znajdujących się na nieruchomości, pozwalająca na określenie służebności przesyłu w dobrej lub złej wiarze, co ma bezpośredni związek z przyznaniem odszkodowania. W związku z tym poszczególne obiekty należy rozpatrywać indywidualnie, odnosząc się do dokumentów (np. pozwolenie na budowę, projekt, odbiory techniczne) na podstawie których wybudowano lub zmodernizowano urządzenia elektroenergetyczne, celem określenia daty ich budowy [2, 4, 5].

Instytucję służebności przesyłu wprowadzono do polskiego prawa stosunkowo niedawno, przepisami nowelizacji ustawy Kodeksu Cywilnego [2], które dają możliwość stwierdzenia przez Sąd prawa służebności przesyłu, na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego. Przed wejściem w życie przepisów Art. 305^1 – Art. 305^4 Kodeksu Cywilnego, Sądy opierały się głównie na zasadach służebności gruntowej, co potwierdza orzeczenie Sądu Najwyższego [3] w którym stwierdzono, iż „*przed ustawowym uregulowaniem służebności przesyłu (art. 305) dopuszczalne było nabycie w drodze zasiedzenia służebności odpowiadającej treści służebności przesyłu na rzecz przedsiębiorstwa*”.

Na podstawie podanych regulacji prawnych w polskim sądownictwie toczy się wiele sporów pomiędzy właścicielami nieruchomości, a przedsiębiorcami o ustalenie służebności. Sprawy te komplikuje niejednoznaczne określenie w prawie sposobu wyznaczenia służebności, gdyż zakłady energetyczne kierują się własnymi zasadami podanymi w odpowiednich opracowaniach [6, 7]. Wymagania te niekoniecznie odpowiadają rzeczywistym powierzchniom koniecznym do realizacji niezbędnych czynności naprawczych i eksploatacyjnych przy istniejących urządzeniach elektroenergetycznych [1, 6, 7, 8,].

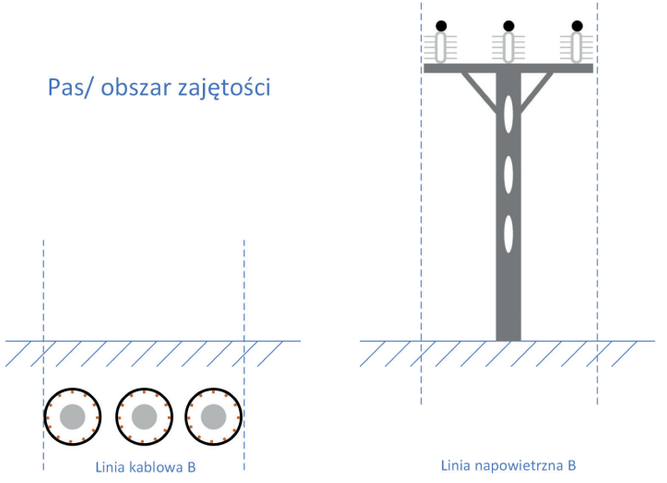
Publikacja ma na celu uporządkowanie obecnego stanu wiedzy technicznej dotyczącej służebności przesyłu poprzez przedstawienie zasad proponowanych przez energetykę zawodową oraz przez autorów opracowania, które umożliwią skuteczne określenie poszczególnych obszarów/pasów służebności zgodnie z obowiązującymi normami, przepisami prawa w tym zasadami pracy przy urządzeniach elektroenergetycznych. Publikacja może również pełnić rolę drogowskazu dla biegłych sądowych, rzeczoznawców, kadry inżynierskiej, którzy wykonują opinie dotyczące służebności przesyłu.

Służebność przesyłu wynika z eksploatacji przez spółki dystrybucyjne lub inne podmioty prawne urządzeń posadowionych na działce należącej do innego właściciela [2, 6, 7]. Ograniczenia, które mieszczą się w pojęciu służebności przesyłu mają wpływ na nieruchomość z uwagi na posadowienie urządzeń powodujących zgodnie z obowiązującym prawem słuszne roszczenia właścicieli gruntów za wykorzystywanie ich części przez posiadaczy urządzeń elektroenergetycznych [1, 2, 4, 5, 8]. Wyznaczanie części nieruchomości przez określenie poszczególnych pasów służebności przesyłu należy rozpatrywać według pojęcia służebności opisanego w Kodeksie Cywilnym [2] oraz pojęć opisywanych w literaturze technicznej [1, 8] – obszarów zajętości, eksploatacyjnych oraz ochronnych.

2. Powierzchnie związane z infrastrukturą elektroenergetyczną

W przypadku infrastruktury energetycznej – szczególne dla linii napowietrznych, kablowych i stacji elektroenergetycznych - podaje się definicje obszarów związane z problematyką służebności terenu oraz koniecznością ich wydzielenia na potrzeby eksploatacji z uwzględnieniem ograniczeń z tym związanych [1, 2, 6, 7, 8].

Pas (obszar) zajętości linii jest szerokością geometryczną linii elektroenergetycznej napowietrznej lub kablowej. Pas zajętości linii oznacza się jako poziomą odległość występującą między rzutami skrajnych przewodów roboczych/fazowych linii napowietrznej lub kablowej na powierzchnię ziemi. Szerokość pasa zajętości oznaczono na rysunku 1 literą B [1, 2, 8, 30, 31].

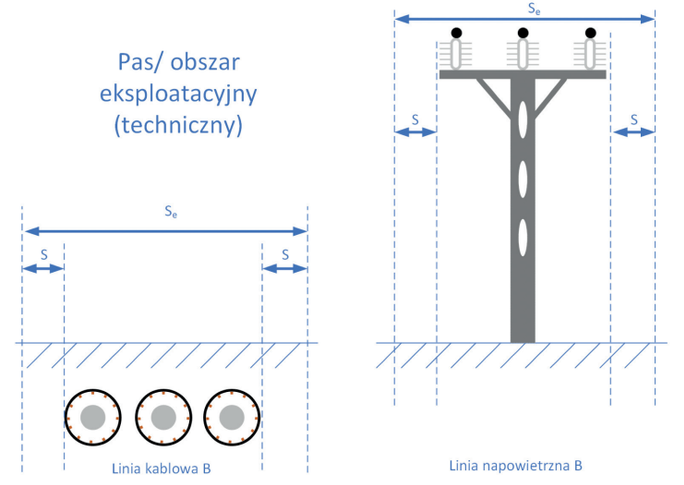


Rysunek 1. Przykład pasa (obszaru) zajętości linii

Pas (obszar) eksploatacyjny/techniczny, zwany w części opracowań pasem służebnym, jest określony powierzchnią występującą wzdłuż linii napowietrznej, kablowej oraz dodatkowym obszarem wokół konstrukcji słupów, stacji rozdzielczych, które są niezbędne dla właściwej eksploatacji urządzeń oraz konieczne do prawidłowego ich wykorzystania. W energetyce zawodowej obszar ten nazywa się również pasem technologicznym, który można odnieść do zapisów Art. 305 [1] jako pas/obszar konieczny do prawidłowej obsługi linii elektroenergetycznej. W związku z powyższym analizowany pas/obszar eksploatacyjny/technicznym jest szerszy niż pas zajętości linii [1, 2, 6, 7, 8-15, 19, 23-25].

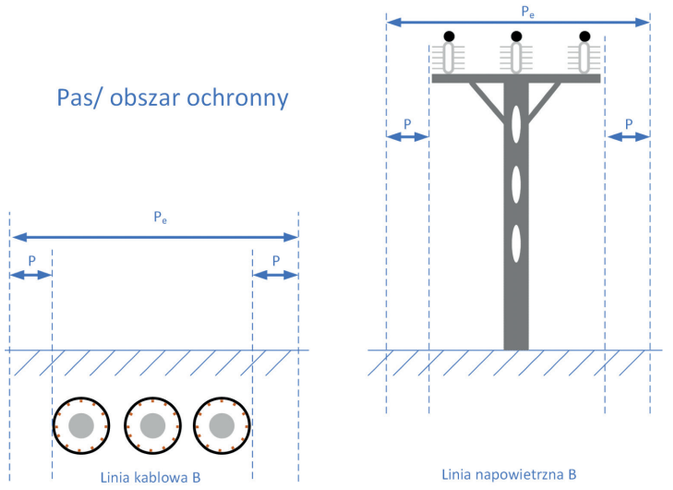
Pokazana na rysunku 2 szerokość pasa/obszaru S_e wynikająca z powiększenia pasa zajętości B o szerokość S, powinna być przyjęta w taki sposób, aby zapewnić prawidłowy, nieskrępowany dostęp dla wykonywania czynności eksploatacyjnych, tj. oględzin, przeglądów, niezbędnych napraw, przeglądów i konserwacji oraz do usuwania awarii. Wymiar szerokości S zależy od typu, rodzaju linii oraz jej napięcia roboczego z uwzględnieniem technologii prowadzenia prac eksploatacyjnych. Z uwagi na brak informacji w obowiązującym prawie, co do sposobu wyznaczenia wymiaru S, autorzy przeanalizowali propozycje stosowane przez operatorów energetycznych oraz występujące w praktyce sądowej i zaproponowali odpowiednie odległości stosując kryteria zapewniające:

- nieskrępowany dostęp do linii dla prowadzenia czynności eksploatacyjnych (oględziny, pomiary, przeglądy, remonty),
- dojazd sprzętu technicznego, który jest niezbędny do obsługi linii (w zależności od napięcia linii),
- możliwość opuszczenia przewodów na ziemię, lub wykopanie ich z ziemi,
- usuwanie awarii,
- dokonanie przebudowy lub modernizacji linii [1, 2, 6, 7, 8-15,19,23-25].



Rysunek 2. Przykład pasa (obszaru) eksploatacyjnego linii

Pas (obszar) ochronny linii powinien zapewniać bezpieczny odstęp linii elektroenergetycznych znajdujących się pod napięciem od innych obiektów (np. budynków, drzew) oraz w przypadku linii średniego napięcia (SN) odpowiednie ograniczenie pola elektromagnetycznego do wartości dopuszczalnych przyjętych wymaganiami środowiskowymi lub przemysłowymi. Pas (obszar) ochronny jest pasem szerszym niż pas zajętości linii, a w niektórych przypadkach przekraczający pas (obszar) eksploatacyjny/techniczny. Pas (obszar) ochronny linii określa szerokość pasa wzdłuż linii, w którym istnieją istotne ograniczenia dla jego wykorzystania, odnoszące się na przykład do lokalizowania obiektów budowlanych, drzew w sąsiedztwie linii, prowadzenia prac itp., co wiąże się pośrednio z treścią Art. 305[4] [2]. Pas ochronny linii P_e oznacza się jako odległość rzutu przewodów roboczych/fazowych linii na powierzchnię ziemi powiększoną o szerokość P w zależności od typu i rodzaju linii oraz napięcia roboczego (rys. 3). Pojęcie pasa ochronnego nie jest tożsame z pojęciem pasa służebności, ponieważ odnosi się do zagadnień innych niż eksploatacyjne [1, 2, 8, 9-29].



Rysunek 3. Przykład pasa (obszaru) ochronnego linii

3. Obliczenia pasów służebności dla linii energetycznych nn i SN

Pas (obszar) zajętości linii określa się szerokością linii elektroenergetycznej napowietrznej lub kablowej powiększoną o pole powierzchni konstrukcji słupowych lub stacyjnych [1, 8].

Szerokości pasa zajętości B dla poszczególnych rozwiązań technicznych należy określić na podstawie katalogów producentów, dokumentacji technicznej lub w przypadku linii napowietrznych SN i nn wyznaczyć na podstawie pomiarów geodezyjnych w terenie [19, 22, 30-32].

Z uwagi na fakt, iż przepisy nie określają jednoznacznie, jak należy wyznaczyć pas eksploatacyjny/techniczny, autorzy kierowali się racjonalnym podejściem opierając się na literaturze technicznej oraz wytycznych dotyczących powierzchni służebności przesyłu opracowanych przez energetykę zawodową np. TAURON, ENERGA [1, 6, 7, 8, 9-19].

typ	urządzenie elektro-energetyczne	podstawa wyznaczania szerokości pas (obszar) zajętości linii	B [m]
linia kablowa nn-0,4 kV	YAKY 4x120	średnica zewnętrzna kabla YAKY 4x120 wynosi 38 mm w przybliżeniu 4 cm (zgodnie katalogiem producenta NKT np. dla kabli elektroenergetycznych z izolacją PVC	0,04
linia kablowa SN-15 kV	XnRUHAKXS 3x12/20 kV 1x120	średnica zewnętrzna jednofazowego kabla SN zgodnie katalogiem producenta NKT wynosi 35 mm, dla ułożenia 3 kabli jednofazowych w układzie płaskim bezpośrednio jeden przy drugim należy przyjąć szerokość około 10 cm	0,1
linia napowietrzna nn-0,4 kV izolowana	AsXSn 4x25 na słupie przelotowym typu P	średnica zewnętrzna słupa o przykładowej szerokości 0,5 m	0,5
linia napowietrzna nn-0,4 kV nieizolowana	Aluminiowe gołe typu AL 4x25 na słupie przelotowym typu P	średnica zewnętrzna słupa o przykładowej szerokości 0,5 m	0,5
linia napowietrzna SN-15 kV izolowana	3xAsXSn 1x35 20 kV na słupie B2	dla linii SN umieszczonych na słupie, np. typ B2 przelotowy	3,6
linia napowietrzna SN-15 kV nieizolowana	3x AFL 1x35 20 kV na słupie B2	dla linii SN umieszczonych na słupie, np. typ B2 przelotowy	3,6

Tablica 1. Pas (obszar) zajętości linii dla stosowanych typów kabli i przewodów

Dla obiektów liniowych, jakimi są linie elektroenergetyczne napowietrzne i kablowe przyjęto szerokość linii pasa/obszaru eksploatacyjnego/technicznego/służebnego S_e jako sumę szerokości pasa zajętości linii B oraz dwóch pasów po obu stronach pasa zajętości o szerokości S zależnej od rodzaju sieci, rozwiązania technicznego i napięcia znamionowego linii zgodnie z zależnością (1) [1, 8]:

$$S_{e\,(całkowita)} = B + 2 \cdot S \quad (1)$$

gdzie:
B – szerokość pasa zajętości linii,
S – szerokość każdego z dwóch pasów dodatkowych

typ	B [m]	wymiar S^1 (Energa, Tauron)	obliczenia S_e^1 (Energa, Tauron)	obliczenia S_e^2 (autorzy opracowania)
linia kablowa nn-0,4 kV	0,04	S^1 = 0,25 m	S_e^1 (całkowita) = B + 2 ·S^1 = 0,04 + 2·0,25 = 0,54 m	S_e^2 (całkowita) = 2,5 m
linia kablowa SN-15 kV	0,1	S^1 = 0,25 m	S_e^1 (całkowita) = B + 2 · S^1 = 0,01 + 2·0,25 = 0,6 m	S_e^2 (całkowita) = 2,5 m

linia napowietrzna nn-0,4 kV izolowana	0,5	S^1 = 0,3	S_e^1 (całkowita) = B + 2 · S^1= 0,5 + 2·0,3 = 1,10 m	S_e^2 (całkowita) = 2,5 m
linia napowietrzna nn-0,4 kV nieizolowana	0,5	S^1 = 0,3 m	S_e^1 (całkowita) = B + 2 · S^1= 0,5 + 2·0,3 = 1,10 m	S_e^2 (całkowita) =2,5 m
linia napowietrzna SN-15 kV izolowana	3,6	S^1 = 1,3 m	S_e^1 (całkowita) = B + 2 · S^1= 3,6 + 2·1,3 = 6,2 m	S_e^2 (całkowita) = B + 2 · S^2= 3,6 + 2·2,5 = 8,6 m
linia napowietrzna SN-15 kV nieizolowana	3,6	S^1 = 1,3 m	S_e^1 (całkowita) = B + 2 · S^1= 3,6 + 2·1,3 = 6,2 m	S_e^2 (całkowita) = B + 2 · S^2= 3,6 + 2·2,5 = 8,6 m

Tablica 2. Pas/Obszar eksploatacyjny/techniczny

W ocenie autorów szerokość pasa opisana przez S_e^1 jest racjonalna i umożliwia właściwą eksploatację urządzeń linii napowietrznej/kablowej przy założeniu prowadzenia prac bez użycia ciężkiego sprzętu (pojazdów mechanicznych). Podane w tablicy 2 szerokości S_e^1 będą niewystarczające w przypadku napraw przy użyciu ciężkiego sprzętu, np. przez wjazd samochodu ciężarowego, podnośnika, koparki. W takim przypadku minimalna szerokość S dla linii napowietrznej/kablowej nn i linii kablowej SN powinna wynosić co najmniej 2,5 m. Wymiar ten autorzy określili na podstawie Rozporządzenie Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej [16] dla drogi klasy D – 2,50 m oraz zasad wykonywania prac montażowych [1, 8, 16, 21-29]. W praktyce zdarza się, że spółka energetyczna wnioskuje o ustalenie szerokości pasa według Se1, a wjazd samochodów lub sprzętu ciężkiego na nieruchomość odbywa się na zasadzie odrębnej umowy zawieranej z właścicielem na udostępnienie nieruchomości na zasadzie tymczasowej zgody, za dodatkowym wynagrodzeniem określonym przez Sąd.

Według tablicy 2 w przypadku linii napowietrznych SN dla pasa technicznego zamiast S^1 = 1,3 m należy przyjąć wartość S^2 = 2,5 m kierując się głównie aspektami technicznymi, wiedzą inżynierską, w tym procedurami pracy pod napięciem i zasadami jej organizacji i wykonywania. Zaproponowany wymiar wynika zasadniczo z stosowanych przez zakłady energetyczne podnośników koszowych izolowanych w pracach przy liniach SN, dla których standardowa szerokość wynosi około 2,5 m. Szerokość ta uwzględnia miejsce na wyjście z samochodu, możliwość rozłożenia sprzętu przez montera, otwarcie luków bagażowych technicznych itp. Należy również pamiętać, że w katalogu prac związanych z eksploatacją techniczną i naprawą w technologii PPN linii SN występują pozycje, które wykluczają ustawienie samochodu technicznego bezpośrednio pod linią SN [23, 25].

Po analizie innych opracowań [1, 8] można znaleźć propozycje uwzględnienia dla linii kablowych minimalnej szerokości pasów służebności od 1,5 m (dla linii nn) lub dla linii napowietrznych od 2,0 m (dla linii nn o przewodach izolowanych). W opinii autorów należy używać wytycznych przestawionych w tabeli 2 celem określenia pasa/obszaru eksploatacyjnego/technicznego/służebnego Dodatkowo należy przewidzieć pas wokół urządzeń, np. stacji SN/nn, który według wytycznych [1, 6, 7, 8] powinien wynosić 0,5 m.

Szerokość pasa/obszaru ochronnego jest ustalana dla danej linii przy uwzględnieniu wymagań podanych w normach [9-14] oraz na podstawie danych konstrukcyjnych słupów i przewodów. Wymagania dotyczą określania szerokości pasa ochronnego, pasa wzdłuż linii, w którym istnieją ograniczenia odnoszące się na przykład do lokalizowania obiektów budowlanych, drzew, prowadzenia prac związanych ze składowaniem materiałów itp. [1, 2, 8, 9-14, 18, 19].

Zgodnie z normami technicznymi, jak i również innymi dokumentami prawnymi w tablicy 3 zestawiono najbardziej niekorzystne odległości konieczne do określania pasa ochronnego według zależności (2) [1, 8]:

(2) $$P_e \text{ (całkowita)} = B + 2 \cdot P$$

gdzie:
B – szerokość pasa zajętości linii,
P – szerokość pasów dodatkowych gwarantujących odpowiednią odległość skrajnych przewodów linii od innych obiektów: budynków, drzew, stanowisk pracy, itp.

typ	B [m]	Postawa obliczenia	Obliczenia	Wartość Pe
linia kablowa nn-0,4 kV	0,04	Dla linii kablowych nn przy określaniu szerokości pasa ochronnego należy uwzględnić wymagania normy N-SEP-E-004:2014 Elektroenergetyczne linie kablowe. Norma ta stawia wymaganie, aby najmniejsza dopuszczalna odległość pozioma kabli o napięciu do 30 kV, ułożonych bezpośrednio w ziemi od zbiorników z gazami i cieczami palnymi wynosiła 2 m, a względem budynków 0,5 m - należy zastosować krytyczny przypadek.	P = 2 m P_e (całkowite) = B + 2 · P = 0,06 + 2·2 = 4,06 m	P_e (całkowite) = 4,06 m
linia kablowa SN-15 kV	0,1	Dla linii kablowych SN przy określaniu szerokości pasa ochronnego należy uwzględnić wymagania normy N-SEP-E-004:2014 Elektroenergetyczne linie kablowe. Norma ta stawia wymaganie, aby najmniejsza dopuszczalna odległość pozioma kabli o napięciu do 30 kV, ułożonych bezpośrednio w ziemi od zbiorników z gazami i cieczami palnymi wynosiła 2 m, a względem budynków 0,5 m; należy zastosować krytyczny przypadek.	P = 2 m P_e (całkowite) = B + 2 · P = 0,1 + 2·2 = 4,1 m	P_e (całkowite) = 4,1 m
linia napowietrzna nn-0,4 kV izolowana	0,5	Dla linii napowietrznej nn norma N–SEP–E–003 Elektroenergetyczne linie napowietrzne określa wymagania dotyczące projektowania i budowy linii napowietrznych z przewodami izolowanymi, najmniejsze dopuszczalne odległości pionowe przewodów izolowanych linii napowietrznej od części budynku w warunkach normalnych powinny wynosić: odległość pionowa przewodów $U_N \leq 1$ kV 1) trudno dostępne części budynku 0,2 m, 2) podłoga balkonu, tarasu 2,5 m, 3) łatwo dostępne części budynku oprócz wymienionych w lp. 2 - 1,5 m, 4) krawędź elementu drzwi lub balkonu najbardziej zbliżonego 0,2 m (dotyczy przewodów prowadzonych na ścianach budowli). Należy uwzględnić największy wymiar.	P = 2,5 m P_e (całkowite) = B + 2 · P= 0,5 + 2· 2,5 = 5,5 m	P_e (całkowite)= 5,5 m

linia napowietrzna nn-0,4 kV nieizolowana	0,5	Z uwagi na brak informacji w obowiązujących normach dotyczących odległości linii do 1 kV z przewodami nieizolowanymi zastosowano normę PN–E–05100–1:1998 [11], która dla linii napowietrznych niskiego napięcia wprowadziła wymóg, aby odległość przewodu fazowego linii do 1 kV przy największym zwisie normalnym albo w temperaturze –25°C wynosiła co najmniej: - 1 m – od każdej trudno dostępnej części budynku, konstrukcji i krawędzi dachu, - 2,5 m – od łatwo dostępnej części budynku w kierunku pionowym w górę, - 1,5 m – w kierunku pionowym w dół i poziomym – od każdej łatwo dostępnej części budynku, np.: parapetu okna, podłogi balkonu. Według normy [11] odległość przewodu fazowego linii napowietrznej od każdego punktu korony drzew przy bezwietrznej pogodzie i zwisie normalnym dla linii o napięciu do 1 kV powinna wynosić co najmniej: - 1 m lub - 2 m w przypadku zbliżenia przewodów do drzew owocowych lub ozdobnych podlegających przycinaniu.	P = 2,5 m P_e (całkowite) = B + 2 · P =0,5 + 2·2,5 = 5,5 m	P_e (całkowite) = 5,5 m
linia napowietrzna SN-15 kV izolowana	3,6	Zgodnie z normą PN-EN 50341-2:2022, PN–E–05100–1:1998 (w zależności od roku budowy linii) według PN–E–05100–1:1998 [11] Odległości pionowe przewodów linii elektroenergetycznej od budynków przy największym zwisie 5 + U/150 [m] – od łatwo dostępnej i łatwo zapalnej części budynku, gdzie U- napięcie znamionowe linii w [kV] Z obliczeń dla SN 15 kV, odległość: 5+ 15/150 = 5,1 m Odległość przewodu nieuziemionego linii napowietrznej od każdego punktu korony drzewa przy bezwietrznej pogodzie oraz zwisie normalnym powinna wynosić, co najmniej: 2,5 + U/150 + s [m] gdzie: U- napięcie znamionowe linii w [kV], s – wielkość przyrostu pięcioletniego, właściwego dla gatunku drzewa, w [m] - przyjęto 2,5 m, co pozwala obliczyć odległość dla SN 15 kV jako 2,5 + 15/150 + 2,5 = 5,1 m według PN-EN 50341-2:2022 [10] odstęp linii od budynku (odległość pozioma) - powyżej 3 m zgodnie z tabelą 5.9.5 odległość pozioma i pionowa od urządzeń ma wynosić >5 m - należy zastosować krytyczny przypadek	P = 5,1 m P_e (całkowite) = B + 2 · P = 3,6 + 2·5,1 = 13,8 m	P_e (całkowite)= 13,8 m

linia napowietrzna SN-15 kV nieizolowana	3,6	zgodnie z normą PN-EN 50341-2:2022, PN–E–05100–1:1998 (w zależności od roku budowy linii) według PN–E–05100–1:1998 Odległość pionowa przewodów linii elektroenergetycznej od budynków przy największym zwisie od łatwo dostępnej i łatwo zapalnej części budynku wynosi: 5 + U/150 [m], gdzie U- napięcie znamionowe linii w [kV] wg obliczeń dla SN 15 kV uzyskano 5+ 15/150 = 5,1 m Odległość przewodu nieuziemionego linii napowietrznej od każdego punktu korony drzewa przy bezwietrznej pogodzie oraz zwisie normalnym powinna wynosić, co najmniej: 2,5 + U/150 + s [m] gdzie U- napięcie znamionowe linii w [kV], s – wielkość przyrostu pięcioletniego, właściwego dla gatunku drzewa, w [m], przyjęto s=2,5 m z obliczeń uzyskano 2,5+15/150+2,5 = 5,1 m dla linii 15 kV PN-EN 50341-2:2022 [32] - odstęp linii od budynku (odległość pozioma) wynosi przynajmniej 3 m - odległość pozioma i pionowa od urządzeń ma wynosić przynajmniej 5 m (tabela 5.9.5) - należy zastosować krytyczny przypadek.	P = 5,1 m P_e (całkowite) = B + 2 · P = 3,6 + 2·5,1 = 13,8 m	P_e (całkowite)= 13,8 m

Tablica 3. Wymiary pasa zajętości oraz ochronnego dla linii kablowych i napowietrznych nn i SN

Kolejne ograniczenie wynika z przestrzegania przepisów BHP w trakcie czynności związanych z magazynowaniem i pracami zmechanizowanymi, np. w trakcie prac budowlanych i eksploatacyjnych [17, 18, 20, 24, 29].

Na podstawie Tabeli nr 2 w § 55. 1 Rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy [29] podczas wykonywania robót budowlanych nie jest dopuszczalne sytuowanie stanowisk pracy, składowisk wyrobów i materiałów lub maszyn i urządzeń budowlanych bezpośrednio pod napowietrznymi liniami elektroenergetycznymi lub w odległości liczonej w poziomie od skrajnych przewodów, mniejszej niż: 3 m - dla linii o napięciu znamionowym nie przekraczającym 1 kV; 5 m - dla linii o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, lecz nieprzekraczającym 15 kV; 10 m - dla linii o napięciu znamionowym powyżej 15 kV, lecz nieprzekraczającym 30 kV [29].

typ	B [m]	wymiar S[1] (Energa, Tauron)	obliczenia S_e[1] (Energa, Tauron)	obliczenia S_e[2] (autorzy opracowania)
linia kablowa nn-0,4 kV	0,04	Pe = 4,06 m	P = 2 m	Zgodnie z § 55.1 pkt.4
linia kablowa SN-15 kV	0,1	Pe = 4,1 m	P = 2 m	Zgodnie z § 55.1 pkt.4

linia napowietrzna nn-0,4 kV izolowana	0,5	Pe = 5,5 m	P = 2,5 m	P = 3 m
linia napowietrzna nn-0,4 kV nieizolowana	0,5	Pe = 5,5 m	P = 2,5 m	P = 3 m
linia napowietrzna SN-15 kV izolowana	3,6	Pe = 13,8 m	P = 5,1 m	P = 5 m
linia napowietrzna SN-15 kV nieizolowana	3,6	Pe = 13,8 m	P = 5,1 m	P = 5 m

Tablica 4. Porównanie wymiaru ochronnego do danych zawartych w tablicy 3 w przypadku uwzględnienia przepisów BHP

W opinii autorów należy zastosować bardziej niekorzystną odległość do określania pasa ochronnego, co spowoduje w niektórych przypadkach nieznaczne zwiększenie wartości wskazanych w Tablicy nr 3 do poziomu wskazanego w Tablicy nr 4. Należy przy tym pamiętać, że brak przeznaczenia planistycznego jak i zagospodarowania terenu nie może być podstawą do braku zastosowania zapisów z rozporządzenia Ministra Infrastruktury [29]. Takie stwierdzenie wynika z zapisów Prawa budowlanego [19] w którym przez pojęcie budowli należy rozumieć każdy obiekt budowlany nie będący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak: obiekty liniowe, lotniska, mosty, wiadukty, estakady, tunele, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące trwale związane z gruntem tablice reklamowe i urządzenia reklamowe, budowle ziemne, obronne (fortyfikacje), ochronne, hydrotechniczne, zbiorniki, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, stacje uzdatniania wody, konstrukcje oporowe, nadziemne i podziemne przejścia dla pieszych, sieci uzbrojenia terenu, budowle sportowe, cmentarze, pomniki, a także części budowlane urządzeń technicznych (kotłów, pieców przemysłowych, elektrowni jądrowych, elektrowni wiatrowych i innych urządzeń) oraz fundamenty pod maszyny i urządzenia, jako odrębne pod względem technicznym części przedmiotów składających się na całość użytkową. Z kolei definicja robót budowlanych wskazuje na budowę, a także prace polegające na przebudowie, montażu, remoncie lub rozbiórce obiektu budowlanego. Dodatkowo ustawodawca wprowadził obiekty, na które: nie wymaga decyzji o pozwoleniu na budowę oraz zgłoszenia, o którym mowa w art. 30, budowa: np. b) suszarni kontenerowych o powierzchni zabudowy do 21 m2. Można wskazać także sytuacje, kiedy np. zostanie utworzone stanowisko pracy polegające np. na naprawie urządzenia technicznego, np. traktora - brak możliwości jego utworzenia na pewno stanowi istotne organicznie [1, 2, 8, 15, 18-20].

4. Podsumowanie

Poprawne określenie służebności przesyłu wymaga od inżyniera wiedzy technicznej w zakresie budowy infrastruktury energetycznej i technologii wykonywania napraw oraz przepisów prawa w tym norm technicznych. Każdy przypadek określenia służebności przesyłu wymaga indywidualnej analizy uwzględniającej czynniki (lokalizacja nieruchomości, otoczenie, wartość napięcia znamionowego, technologia wykonania, typu i rodzaju urządzeń elektroenergetycznych, przeznaczenie nieruchomości) wpływające na określanie pasów eksploatacyjnych i ochronnych.

łącznie z warunkami technicznymi jakie występuję na nieruchomości, wielkością napięcia, rodzajem wykonania.

Kodeks Cywilny zawiera zapisy dotyczące służebności przesyłu, jednak podczas wyznaczania pasów eksploatacyjnych i ochronnych strony sporu stosują odmienne podejścia zabezpieczające interesy, które reprezentują. W zaleceniach spółek energetycznych dla określenia pasów służebności brakuje podania technologii wykonywania prac naprawczych oraz uwzględnienia ograniczeń inwestycyjnych właściciela nieruchomości z powodu konieczności uwzględniania minimalnych odstępów zgodnie z wytycznymi normalizacyjnymi. Co więcej istnieje możliwość ustalenia w razie konieczności dokowych ustaleń wg umowy cywilno-prawnej między właścicielem a zakładem energetycznym takie podeście należy postawić do rozstrzygnięcia przez Sąd.

Tabelaryczne zestawienia szerokości poszczególnych pasów podane w artykule uwzględniają dodatkowe czynniki wynikające z zasad eksploatacji urządzeń linii napowietrznej/kablowej oraz stosowania technologii prac z uwzględnieniem użycia ciężkiego sprzętu. Podane dane mogą być pomocne w poprawnym określeniu pasa służebności. Autorzy mają nadzieję, że w wytycznych spółek dystrybucyjnych pojawią się odpowiednie zmiany uwzględniające technologie wykonywania prac naprawczych oraz ograniczenia inwestycyjne właścicieli.

Proponowane przez autorów szerokości poszczególnych pasów w znacząco sposób ułatwią wyznaczanie pasa służebności. Z niecierpliwością należy oczekiwać na zmiany w prawie, które jednoznacznie wskażą szerokości pasów przyjmując kryterium napięcia, rozwiązanie techniczne i technologię wykonywania prac.

Opisane przez Autorów szerokości pasów należy mnożyć przez długość linii energetycznej, które biegnie przez działkę, aby uzyskać pole powierzchni zajętości dla poszczególnych obszarów, uwzględniając przy tym dodatkowo drogi dojazdowe do urządzeń elektroenergetycznych oraz obszar zajmowany przez stałem elementy zabudowy elektroenergetycznej, np. słupy, stacje elektroenergetyczne.

W artykule podano także wymagania dotyczące określania szerokości pasa ochronnego, w obrębie którego właściciele nieruchomości gruntowych muszą liczyć się z ograniczeniami, ze względu na konieczność spełnienia wymagań norm oraz przepisów prawa odnośnie utrzymania prawidłowych odległości pionowych i poziomych.

Literatura

[1] Marek Szuba, Problemy bezpieczeństwa elektrycznego w kwestiach związanych z ustanawianiem służebności przesyłu, Elektroinfo 6/2016
[2] USTAWA z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny wraz z późniejszymi zmianami (Dz.U. 1964, nr 16, poz. 93)
[3] Orzecznictwo, Sąd Najwyższy, uchwała z 7 października 2008 r. (III CZP 89/08, Biuletyn SN, 2008, nr 10)
[4] Orzecznictwo, Sąd Najwyższy, wyrok Sądu Najwyższego z 19 maja 2004, III CK 496/02
[5] Orzecznictwo, Sąd Najwyższy, wyrok Sądu Apelacyjnego w Białymstoku z 7 sierpnia 2013, sygn. akt I A Ca 309/13
[6] Wytyczne dotyczące określania powierzchni niezbędnej do właściwego korzystania z urządzeń TAURON Dystrybucja S.A., załącznik do zarządzenia nr 48/2020, Tauron Dystrybucja
[7] Wytyczne dotyczące określania powierzchni służebności przesyłu; ENERGA Operator S.A., 2017
[8] Jan Strzałka, Zasady wyznaczania pasów służebności dla linii energetycznych, strona internetowa https://map.piib.org.pl/uploads/pliki/materia%C5%82y%20szkoleniowe/2018/11Strza%C5%82ka%20J_ZASADY%20WYZNACZANIA%20PAS%C3%93W%20S%C5%81U%C5%BBEBNO%C5%9ACI-popr_2.pdf
[9] Norma PN-EN 50341-1:2013, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV - Część 1: Wymagania ogólne - Specyfikacje wspólne
[10] Norma PN-EN 50341-2:2022, Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV - Część 2-22: Krajowe Warunki Normatywne (NNA) dla Polski
[11] PN–E–05100–1:1998 (norma wycofana), Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Część 1. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi
[12] Norma N–SEP–E–003, Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami pełnoizolowanymi oraz z przewodami niepełnoizolowanymi
[13] Norma N–SEP–E–004; Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa. Aktualizacja 2014
[14] Norma PN-EN 61936-1:2011, Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV - Część 1: Postanowienia ogólne
[15] Instrukcja organizacji bezpiecznej pracy przy urządzeniach elektroenergetycznych, Energa Operator SA 2016
[16] Rozporządzenie Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej z dnia 2 marca 1999 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać drogi publiczne i ich usytuowanie (Dz. U. 1999, nr 43, poz. 430)
[17] Jan Strojny, Jan Strzałka, Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych, Tarbonus, Wydanie XII, listopad 2020
[18] Obwieszczenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 8 kwietnia 2019 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. 2019, poz. 1065)
[19] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Tekst jednolity: Dz. U. 2010, nr 243, poz. 1632 z późniejszymi zmianami)
[20] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2019 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych (Dz. U. 2019, poz. 1830)
[21] Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 26 września 1997 r. w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy (Dz. U. 1997, nr 129, poz. 844)
[22] Warunki techniczne wykonania i odbioru robót budowlano- montażowych D4: Linie kablowe niskiego i średniego napięcia, 2018
[23] Procedury prac pod napięciem przy urządzeniach elektroenergetycznych w Enea Operatora SA, 2016
[24] Instrukcja pracy w pobliżu napięcia, Energa Operator SA, 2021
[25] Zasady organizacji i wykonywania pracy pod napięciem przez wykonawców zewnętrznych przy urządzeniach elektroenergetycznych, Energa Operator SA, 2018
[26] Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007, nr 93, poz. 623)
[27] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 Prawo energetyczne (Dz.U. 1997, nr 54, poz. 348)
[28] Instrukcja eksploatacji elektroenergetycznych linii napowietrznych z przewodami gołymi oraz izolowanymi dla instalacji niskich i średnich napięć, Enea Operator 2015-2017
[29] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 lutego 2003 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy podczas wykonywania robót budowlanych (Dz. U. Nr 47, poz. 401)
[30] Przewody i kable elektroenergetyczne niskiego napięcia, Katalog producenta NKT S.A., 2017
[31] Przewody i kable elektroenergetyczne średniego napięcia, Katalog producenta NKT S.A., 2018
[32] Grzegorz Wandzik, Leszek Szojda, Zbigniew Mendera, Projektowanie stalowych słupów linii elektroenergetycznych, Warszawa, 2016

Badanie sensorów z głowicami kablowymi SN

Mirosław Schwann
KENTIA Firma Konsultingowa

Maciej Schwann
Glasgow Caledonian University

Wstęp

Smart Grid to inaczej inteligentna sieć elektroenergetyczna (ang. Smart Grid), w której zainstalowano zaawansowane urządzenia elektroenergetyczne i technologie telekomunikacyjne służące do sterowania pracą sieci oraz zarządzania przepływem energii. Elementy inteligentnej sieci ułatwiają sterowanie jej pracą, automatyzują pracę sieci oraz skracają czas trwania awarii, umożliwiają łatwiejszą regulację napięcia, a także dostarczają narzędzi potrzebnych do zarządzania zapotrzebowaniem na energię w sytuacjach awaryjnych lub w przypadku zagrożenia wystąpienia deficytu mocy w systemie. Dodatkowo – dzięki zastosowaniu wielu czujników, mierników i liczników – informują o bieżącym stanie sieci, a odpowiednie algorytmy pomagają przewidywać, jak mogą rozwinąć się sytuacje nietypowe, co pozwala z wyprzedzeniem planować pewne działania zarządzania operatorskiego. Ze względu na dostępność wielu danych można uzyskać informacje o stopniu obciążenia poszczególnych elementów systemu oraz prognozować zmianę topologii w przypadku wyłączenia transformatora lub linii. Ponadto umożliwiają pozyskanie informacji o stanie i kondycji poszczególnych urządzeń sieciowych oraz przewidywanie ich awarii, co pozwala na oszacowanie czasu bezawaryjnej pracy i wyznaczenie terminu przeprowadzenia zabiegów eksploatacyjnych [2].

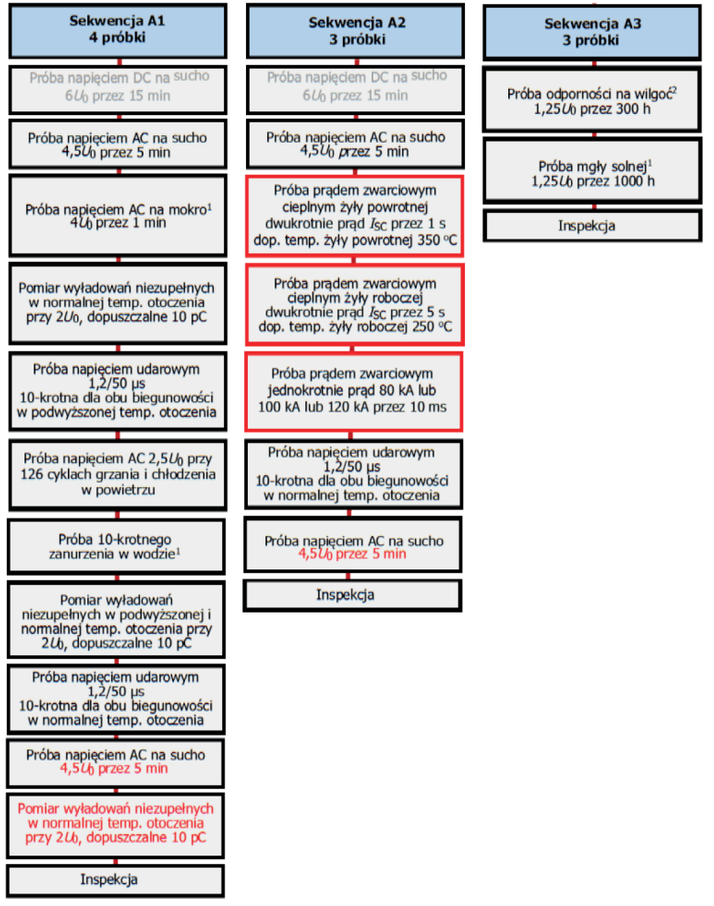
Jednym z elementów sieci smart grid są elektroniczne przekładniki napięciowe i prądowe małej mocy, zwane powszechnie sensorami, instalowane w głowicach kablowych średniego napięcia (SN). Parametry techniczne głowicy kablowej są potwierdzane badaniami typu zgodnie z przedmiotową normą. Podobnie parametry elektronicznych przekładników małej mocy. Jednak przedmiotowe normy nie przewidują badań głowic kablowych łącznie z zainstalowanymi elektronicznymi przekładnikami małej mocy.

W niniejszym artykule zaproponowano sekwencję badań głowic kablowych średniego napięcia z elektronicznymi przekładnikami małej mocy, która umożliwi potwierdzenie nie pogorszenia parametrów technicznych takiego układu.

Badanie głowic kablowych SN

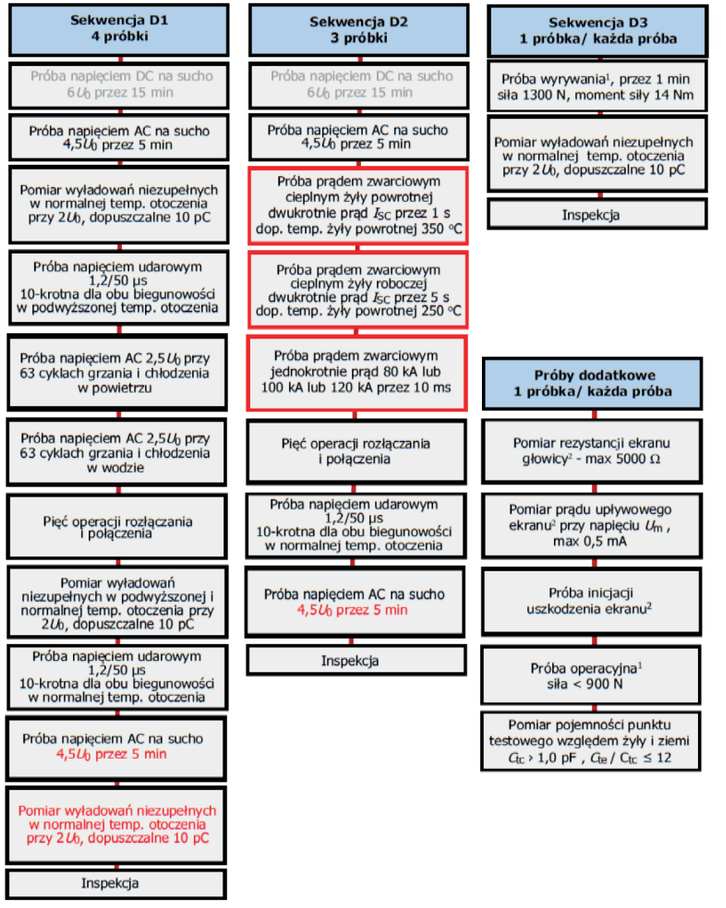
Aktualną dokumentem normatywnym, w oparciu o który należy potwierdzać parametry techniczne głowic kablowych SN jest dokument harmonizacyjny PN-HD 629.1-S3:2019-10E Wymagania dotyczące badań osprzętu do kabli elektroenergetycznych na napięcie znamionowe od 3,6/6(7,2) kV do 20,8/36(42) kV - Część 1: Osprzęt do kabli o izolacji wytłaczanej [4]. Możliwość stosowania wycofanego dokumentu harmonizacyjnego PN-HD 629.1 S2:2006E Badania osprzętu przeznaczonego do kabli na napięcie znamionowe od 3,6/6 (7,2) kV do 20,8/36 (42) kV - Część 1: Kable o izolacji wytłaczanej [3], zgodnie z Komunikatem Prezesa Polskiego Komitetu Normalizacyjnego w sprawie stosowania Polskich Norm wycofanych jako dokumentów odniesienia w ocenie zgodności, minął 6 lutego 2022 r.

Sekwencja badania typu dla głowic kablowych SN prostych przedstawiono na rysunku 1, gdzie uwzględniono zmiany sekwencji jakie wprowadził dokument harmonizacyjny wersja S3 [4] względem wersji S2 [3]. Z kolei na rysunku 2 przedstawiono sekwencję badania typu dla głowic wtykowych SN.



Rysunek 1. Sekwencja A1, A2 i A3 badania typu dla głowic prostych SN zgodnie z dokumentem harmonizacyjnym PN-HD 629.1 S3:2019-10 [4]
[1] Tylko głowice napowietrzne
[2] Tylko głowice wnętrzowe

Mirosław Schwann
KENTIA Firma Konsultingowa
Maciej Schwann
Glasgow Caledonian University



Rysunek 2. Sekwencja D1, D2 i D3 badania typu dla głowic wtykowych SN zgodnie z dokumentem harmonizacyjnym PN-HD 629.1 S3:2019-10 [4]
[1] Tylko głowice ze stykiem ślizgowym
[2] Nie dotyczy głowicy połączonej z metalową obudową

Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że znacząco zmieniło się wymaganie dotyczące zakresu zgodności. Wersja S3 [4] przedmiotowego dokumentu harmonizacyjnego doprecyzowała wymagania w zakresie wyboru przekroju żyły kabla, dla którego należy wykonać badanie typu głowic kablowych SN, w szczególności dla przypadku głowic dla przedziału przekrojów żył kabla. Zmieniło się również wymaganie dla poszerzenia zgodności głowic kablowych poza zakres przekrojów 95-300 mm^2.

Przykładowe głowice kablowe SN: proste i wtykowe kątowe zintegrowane z pasywnymi przekładnikami prądowymi i napięciowymi małej mocy – rozwiązanie firmy 3M - przedstawiono na rysunku 3. Przykładowe głowice kablowe SN: proste i wtykowe kątowe z zamontowanymi pasywnymi przekładnikami prądowymi i napięciowymi małej mocy – rozwiązanie uniwersalne (głowice firmy Nexans-Euromold, przekładniki produkcji Sieć Badawcza Łukasiewicz i firmy Zelisko) - przedstawiono na rysunku 4.

Rysunek 3. Przykładowe głowice kablowe zintegrowane z pasywnymi przekładnikami prądowymi i napięciowymi małej mocy – rozwiązanie firmy 3M. Źródło: [11]

Badanie elektronicznych przekładników małej mocy

Aktualną dokumentem normatywnym, w oparciu o który należy potwierdzać parametry techniczne elektronicznych przekładników małej mocy, stosowanych coraz szerzej w smart grid, jest seria norm PN-EN 61869. Dla pasywnych przekładników prądowych małej mocy będą to normy: PN-EN 61869-1:2009E Przekładniki - Część 1: Wymagania ogólne [7], PN-EN 61869-6:2017-03E Przekładniki - Część 6: Dodatkowe wymagania ogólne dla przekładników małej mocy [8] oraz PN-EN IEC 61869-10:

2018-07E Przekładniki - Część 10: Dodatkowe wymagania dotyczące pasywnych przekładników prądowych małej mocy [9].

Rysunek 4. Przykładowe głowice kablowe wtykowe kątowe i przekładniki prądowe i napięciowe małej mocy – rozwiązanie uniwersalne (głowice firmy Nexans-Euromold, przekładniki: Sieć Badawcza Łukasiewicz - po lewej oraz firmy Zelisko – po prawej). Źródło: [13]

Mirosław Schwann
KENTIA Firma Konsultingowa
Maciej Schwann
Glasgow Caledonian University

Z kolei dla pasywnych przekładników napięciowych małej mocy będą to normy PN-EN 61869-1:2009E Przekładniki - Część 1: Wymagania ogólne [7], PN-EN 61869-6:2017-03E Przekładniki - Część 6: Dodatkowe wymagania ogólne dla przekładników małej mocy [8] oraz PN-EN IEC 61869-11:2018-07E Przekładniki - Część 11: Dodatkowe wymagania dla małej mocy pasywnych przekładników napięciowych [10]. Tak więc pasywne przekładniki małej mocy zarówno prądowe jak i napięciowe muszą równocześnie spełniać wymagania trzech norm: wymagań ogólnych, dodatkowych wymagań ogólnych i dodatkowych wymagań szczegółowych. Wymagania w ww. normach diametralnie różnią się od wymagań norm zastąpionych odpowiednio: PN-EN 60044-8:2006P Przekładniki - Część 8: Przekładniki prądowe elektroniczne [6] i PN-EN 60044-7:2003P Przekładniki - Część 7: Przekładniki napięciowe elektroniczne [5]. Możliwość stosowania wycofanych dokumentów normalizacyjnych, zgodnie z Komunikatem Prezesa Polskiego Komitetu Normalizacyjnego w sprawie stosowania Polskich Norm wycofanych jako dokumentów odniesienia w ocenie zgodności, minął 23 grudnia 2019 r. Na rysunku 5 przedstawiono zasadę stosowania aktualnych norm dla pasywnych przekładników małej mocy.

Numer rodziny		Numer części	Tytuł części normy
IEC 61869 – 1 Wymagania ogólne dla przekładników		IEC 61869 – 2	Dodatkowe wymagania dla przekładników prądowych
		IEC 61869 – 3	Dodatkowe wymagania dla indukcyjnych przekładników napięciowych
		IEC 61869 – 4	Dodatkowe wymagania dla przekładników kombinowanych
		IEC 61869 – 5	Dodatkowe wymagania dla pojemnościowych przekładników napięciowych
	IEC 61869 – 6 Dodatkowe wymagania ogólne dla przekładników małej mocy	IEC 61869 – 7	Dodatkowe wymagania dla elektronicznych przekładników napięciowych
		IEC 61869 – 8	Dodatkowe wymagania dla elektronicznych przekładników prądowych
		IEC 61869 – 9	Cyfrowy interfejs dla przekładników pomiarowych
		IEC 61869 – 10	Dodatkowe wymagania dotyczące pasywnych przekładników prądowych małej mocy
		IEC 61869 – 11	Dodatkowe wymagania dotyczące pasywnych przekładników napięciowych małej mocy
		IEC 61869 – 12	Dodatkowe wymagania dla elektronicznych przekładników pomiarowych lub kombinowanych pasywnych przekładników
		IEC 61869 – 13	Niezależny moduł integrujący (Merging unit)
		IEC 61869 – 14	Dodatkowe wymagania dla przekładników prądowych dla zastosowań prądu stałego
		IEC 61869 – 15	Dodatkowe wymagania dla przekładników napięciowych dla zastosowań prądu stałego

Rysunek 5. Zasada stosowania aktualnych norm dla przekładników małej mocy. Źródło: [1, 7, 8]

Zdarzają się, nawet prowadzone obecnie, postępowania zakupowe, w których zamawiający dopuszcza potwierdzenie parametrów technicznych w oparciu o archiwalne od wielu lat normy PN-EN 60044-7:2003P [5] i PN-EN 60044-8:2006P [6], jako alternatywę dla aktualnych przedmiotowych norm. Przykładowe pasywne przekładniki małej mocy produkcji 3M, które można zamontować w głowicach kablowych SN, zarówno prostych jak i wtykowych, przedstawiono na rysunku 6. Przykładowe pasywne przekładniki napięciowe małej mocy, które można zamontować w głowicach kablowych wtykowych kątowych SN, przedstawiono na rysunku 7. Przykładowe pasywne przekładniki prądowe małej mocy możliwe do zamontowania na jednożyłowym kablu SN pod głowicą kablową SN przedstawiono na rysunku 8.

Rysunek 6. Widok pasywnego przekładnika prądowego (u góry) i przekładnika napięciowego (na dole) zamontowanych na kablu jednożyłowym SN – rozwiązanie firmy 3M. Źródło: [11]

Rysunek 7. Widok pasywnego przekładnika napięciowego małej mocy do montażu we wtykowej kątowej głowicy kablowej SN: symetrycznej produkcji Nexans-Euromold (po lewej) i niesymetrycznej produkcji Raychem (po prawej). Źródło: [12]

Rysunek 8. Widok pasywnego przekładnika prądowego małej mocy przeznaczonego do montażu pod głowicą kablową SN na jednożyłowym kablu SN. Źródło: [12]

Badanie głowic kablowych z pasywnymi przekładnikami małej mocy

Ze względu na fakt, że nie wszystkie przekładniki współpracują z wszystkimi typami głowic kablowych, w szczególności dotyczy to głowic wtykowych kątowych, które różnią się budową w części, w której montowane są przekładniki, konieczne jest badanie potwierdzające, że osprzęt kablowy po zainstalowaniu pasywnych przekładników małej mocy nie zmienił swoich parametrów i właściwości. Nie ma konkretnych wymagań w przedmiotowych normach - znaleźć można tylko ogólne zapisy, np. w normie PN-EN IEC 61869-11:2018-07E Przekładniki - Część 11: Dodatkowe wymagania dla małej mocy pasywnych przekładników napięciowych [10] w pkt. 7.1.1101 czytamy: „Pasywny przekładnik napięciowy małej mocy zintegrowany z innymi urządzeniami/osprzętem – Do konkretnych zastosowań, w których pasywny przekładnik napięciowy małej mocy jest zintegrowany z innymi urządzeniami/osprzętem (takimi jak: izolatory przepustowe, głowice kablowe proste, głowice kablowe wtykowe, itp.) dla wykonania prób wytrzymałości izolacyjnej i procedur należy wziąć pod uwagę odpowiednie normy dla tych urządzeń/osprzętu”. W normie PN-EN IEC 61869-10: 2018-07E [9]. Uważna lektura odpowiednich norm dla osprzętu kablowego, np. dotyczący głowic kablowych dokument harmonizacyjny PN-HD 629.1-S3:2019-10E Wymagania dotyczące badań osprzętu do kabli elektroenergetycznych na napięcie znamionowe od 3,6/6(7,2) kV do 20,8/36(42) kV - Część 1: Osprzęt do kabli o izolacji wytłaczanej [4], pozwala nabrać przekonania, że to użytkownikowi w porozumieniu z producentami pozostawia się dobór metod badawczych pozwalających na potwierdzenie nie pogorszenia parametrów technicznych i właściwości osprzętu kablowego.

Na taki krok, jako pierwsza ze spółek dystrybucyjnych, zdecydowała się ENERGA-OPERATOR. Wskazała wiele lat temu, że prawidłową współpracę pasywnych przekładników napięciowych małej mocy (zwane w dokumencie ENERGA-OPERATOR sensorami) z głowicami kablowymi wtykowymi kątowymi należy potwierdzać skróconą sekwencją badań zgodnie z Tabelą 10 dokumentu harmonizacyjnego PN-HD 629.1 S2:2006E Badania osprzętu przeznaczonego do kabli na napięcie znamionowe od 3,6/6 (7,2) kV do 20,8/36 (42) kV - Część 1: Kable o izolacji wytłaczanej [3]. Zamiar zapewne był dobry, tylko brak sformułowanych dodatkowych wymagań wypaczył słuszną ideę i wprowadził wątpliwości jak należy to badanie przeprowadzić. Zwrócić należy uwagę na fakt, że Tabela 10 dokumentu harmonizacyjnego PN-HD 629.1 S2:2006E [3], określa skróconą sekwencję badań dla głowic kablowych przeznaczonych dla kabli o żyłach spoza przedziału 95-300 mm^2. Zatem gdyby przeprowadzić skróconą sekwencję badania zgodnie z Tabelą 10 ze strony 20, o czym można przeczytać w drugim akapicie pkt. 6.1: „Rozszerzenie zgodności dla tego samego typu osprzętu na większe lub mniejsze przekroje żył kabli można uzyskać poprzez pozytywne ukończenie dodatkowej sekwencji badania zgodnie z Tabelą 10 dla odpowiedniego przekroju” [3].

Mirosław Schwann
KENTIA Firma Konsultingowa
Maciej Schwann
Glasgow Caledonian University

Dostawcy na potwierdzenie prawidłowej współpracy pasywnych przekładników napięciowych małej mocy z głowicami kablowymi składali protokoły z badań dla różnych przekrojów. Niektórzy badali dla przekroju żyły kabla 120, 150 lub 185 mm^2 (niekoniecznie tych samych, dla których przeprowadzono badanie głowicy kablowej), inni dla zupełnie innych przypadkowych przekrojów. Taki opis wymagań wypaczył reprezentatywność i porównywalność badań na jaką liczył Zamawiający, a inne spółki dystrybucyjne powieliły tak sformułowane wymaganie bez należytej weryfikacji zapisów dokumentów normalizacyjnych.

Oczywiście można było wykorzystać Tabelę 10, zawierającą skróconą sekwencję badań, do potwierdzania prawidłowej współpracy pasywnych przekładników napięciowych małej mocy z głowicami kablowymi, tylko wskazane jest wymaganie wykonania tego badania dla takiego samego przekroju żyły kabla jak dla badania głowicy kablowej. Pamiętać należy, że aktualnie jest to archiwalny dokument normalizacyjny i nie jest wskazane powoływanie się na niego.

Aktualny dokument harmonizacyjny PN-HD 629.1-S3:2019-10E [4] wprowadził sporo zmian dla badań głowic kablowych. Nastąpił podział badań dla głowic o jednym przekroju żyły kabla, dla których, oprócz wcześniejszych przekrojów żył kabli 120, 150 lub 185 mm^2, dopuszczono również żyłę kabla 240 mm^2 i dla głowic o przedziale przekrojów żył kabla, dla których wykonuje się badania dla najmniejszego i największego przekroju żyły kabla, przy czym swoim zakresem powinien obejmować co najmniej jeden przekrój żyły kabla opisany powyżej. Na uwagę zasługuje również wprowadzenie różnych sekwencji badań dla mniejszego przekroju żyły kabla (zarówno dla głowic prostych jak i głowic wtykowych) oraz większego przekroju żyły kabla (dla głowic wtykowych).

Podobnie jak w przypadku normy PN-HD 629.1 S2:2006E [3] można wykorzystać Tabelę 17, zawierającą skróconą sekwencję badań, do potwierdzania prawidłowej współpracy pasywnych przekładników napięciowych małej mocy z głowicami kablowymi, tylko wskazane jest, podobnie jak w przypadku dokumentu [3], wymaganie wykonania tego badania dla takiego samego przekroju żyły kabla jak dla badania głowicy kablowej.

Podsumowanie

Potwierdzanie parametrów technicznych pasywnych przekładników prądowych małej mocy powinno odbywać się w oparciu o aktualne przedmiotowe normy: PN-EN 61869-1:2009E, PN-EN 61869-6:2017-03E i PN-EN IEC 61869-10:2018-07E.

Potwierdzanie parametrów technicznych pasywnych przekładników prądowych małej mocy powinno odbywać się w oparciu o aktualne przedmiotowe normy: PN-EN 61869-1:2009E, PN-EN 61869-6:2017-03E i PN-EN IEC 61869-11:2018-07E.

Należy ostatecznie odejść od potwierdzania parametrów technicznych pasywnych przekładników małej mocy w oparciu o archiwalne normy PN EN 60044-7:2003P i PN-EN 60044-8:2006P.

Uzasadnione i celowe jest potwierdzanie prawidłowej współpracy pasywnych przekładników napięciowych i prądowych, tam gdzie ma to zastosowanie, małej mocy z głowicami kablowymi w oparciu o skróconą sekwencję badań, przy czym należy doprecyzować dla jakiego przekroju żyły kabla należy to badanie przeprowadzić. Wskazane jest przeprowadzenia tego badania dla takiego samego przekroju żyły kabla, dla którego przeprowadzono badanie głowicy kablowej.

Mirosław Schwann
KENTIA Firma Konsultingowa
Maciej Schwann
Glasgow Caledonian University

Literatura

[1] Babś A., Nowe rozwiązania pomiarów napięć i prądów w sieciach inteligentnych, Prace Instytutu Elektrotechniki, zeszyt 280, 2018 r.
[2] Smart Grid - rozwój Smart Grid w Polsce musi przyśpieszyć! Czym jest Smart Grid? https://www.muratorplus.pl/technika/elektroenergetyka/smart-grid-czym-jest-rozwoj-smart-gridd-w-polsce-aa-r5i2-VCUz-FhBu.html
[3] PN-HD 629.1 S2:2006E Badania osprzętu przeznaczonego do kabli na napięcie znamionowe od 3,6/6 (7,2) kV do 20,8/36 (42) kV - Część 1: Kable o izolacji wytłaczanej
[4] PN-HD 629.1-S3:2019-10E Wymagania dotyczące badań osprzętu do kabli elektroenergetycznych na napięcie znamionowe od 3,6/6(7,2) kV do 20,8/36(42) kV - Część 1: Osprzęt do kabli o izolacji wytłaczanej
[5] PN-EN 60044-7:2003P Przekładniki - Część 7: Przekładniki napięciowe elektroniczne
[6] PN-EN 60044-8:2006P Przekładniki - Część 8: Przekładniki prądowe elektroniczne
[7] PN-EN 61869-1:2009E Przekładniki - Część 1: Wymagania ogólne
[8] PN-EN 61869-6:2017-03E Przekładniki - Część 6: Dodatkowe wymagania ogólne dla przekładników małej mocy
[9] PN-EN IEC 61869-10:2018-07E Przekładniki - Część 10: Dodatkowe wymagania dotyczące pasywnych przekładników prądowych małej mocy.
[10] PN-EN IEC 61869-11:2018-07E Przekładniki - Część 11: Dodatkowe wymagania dla małej mocy pasywnych przekładników napięciowych
[11] https://www.3mpolska.pl/3M/pl_PL/zaklady-energetyczne-pl/zastosowania/czujniki-sredniego-napiecia-inteligentna-siec/
[12] https://www.zoen.pl/index.php/produkty/sensory
[13] https://pl.nexans.com/pl/

Schyłek prac pod napięciem?

Mirosław Schwann
KENTIA Firma Konsultingowa

Wstęp

Energia elektryczna jest potrzebna każdemu z nas. Dziś, choć tęsknimy za „dawnymi czasami", nasze codzienne funkcjonowanie uległo tak daleko idącej zmianie, że bez prądu nie wyobrażamy sobie życia. Wielu z nas uważa, że najgorsza byłaby niewiedza, jaka by nas ogarnęła za sprawą braku dostępu do mediów. Obecnie dostawa energii elektrycznej, i korzystanie z niej 24 godzin na dobę, jest traktowane jako standard w cywilizowanym świecie. Umożliwia to m.in. z pozoru niszowa technologia prac pod napięciem (PPN), kształtując przez blisko 60 lat silne podstawy dla energetyki i energii elektrycznej dostępnej zawsze. W Polsce stosowana jest od 45 lat, a dość powszechnie od 20 lat. Wydawać by się mogło, że tak przydatna technologia może być skazana tylko na ciągły rozwój. Historia biznesu pamięta jednak takie przypadki, w których nawet najlepsze firmy, technologie i produkty, będące w szczytowym punkcie rozwoju, nagle odchodzą w niebyt. Dzieje się tak za sprawą niektórych decyzji menadżerów. W ciekawy sposób opisał to Jim Collins w książce pt. „Jak upadają giganci i dlaczego niektóre firmy nigdy się nie poddają" [1].

Działania biznesowe to przede wszystkim budowanie relacji i nawiązywanie kontaktów, które stanowią fundament udanych przedsięwzięć biznesowych. Nasze zachowanie, umiejętność odnalezienia się w różnych sytuacjach, a przede wszystkim zrozumienie i poszanowanie innych, stanowią niezaprzeczalnie bardzo istotny element budowania więzi i relacji interpersonalnych, tak istotnych w świecie biznesu. „Biznes to relacje między ludźmi nie liczby, gdyby było inaczej, najbogatsi byliby matematycy" – tak o relacjach mówił Jan Kulczyk. Linie napowietrzne biegnące przez nieruchomości należące do prywatnych właścicieli są jednym z wielu przykładów relacji biznesowych: pomiędzy właścicielem infrastruktury sieciowej – spółki dystrybucyjnej, a właścicielem gruntów, na których znajduje się ta infrastruktura [6].

Czy niewłaściwe relacje biznesowe i decyzje menadżerów w zakresie służebności przesyłu mogą spowodować wyhamowanie rozwoju i upadek technologii prac pod napięciem?

W niniejszym artykule rozważania zostaną ograniczone do wyznaczania służebności przesyłu dla elektroenergetycznych linii napowietrznych średniego napięcia (SN).

Podstawy prawne służebności przesyłu

Służebność przesyłu jest jednym z rodzajów ograniczonych praw rzeczowych, których istotą jest możliwość ingerencji w cudzą własność [3]. „Zgodnie z art. 285 § 1 Kodeksu cywilnego [8] nieruchomość można obciążyć na rzecz właściciela innej nieruchomości (nieruchomości władnącej) prawem, którego treść polega bądź na tym, że właściciel nieruchomości władnącej może korzystać w oznaczonym zakresie z nieruchomości obciążonej, bądź na tym, że właściciel nieruchomości obciążonej zostaje ograniczony w możliwości dokonywania w stosunku do niej określonych działań, bądź też na tym, że właścicielowi nieruchomości obciążonej nie wolno wykorzystywać określonego uprawnienia, które mu względem nieruchomości władnącej przysługuje na podstawie przepisów o treści i wykonywaniu własności" [3]. Służebność przesyłu jest zatem ograniczonym prawem rzeczowym, którego podstawą jest możliwość korzystania przez przedsiębiorcę z nieruchomości stanowiącej prywatną własność w precyzyjnie określonym zakresie – wybudowania i/lub korzystania z urządzeń i instalacji określonych w art. 49 Kodeksu cywilnego [8] w sposób zgodny z przeznaczeniem tych urządzeń i instalacji. Może ono przysługiwać jedynie przedsiębiorcom, których własność stanowią lub którzy zamierzają wybudować urządzenia i instalacje określone w art. 49 Kodeksu cywilnego [8], a więc służące do przesyłu gazu, wody, prądu, pary itp.

Pojęcie służebności przesyłu jest stosunkowo młode, bo do polskiego ustawodawstwa zostało wprowadzone niedawno, dopiero w 2008 r. (Kodeks cywilny, Dział III Służebność przesyłu, Art. 3051-3054, t.j. Dz.U.2018.1025 [8]). Przepis stanowi, że urządzenia i instalacje mogą służyć jedynie do „doprowadzania lub odprowadzania" płynów, pary, gazu, energii elektrycznej, a więc ustawodawca wyłączył z tego zakresu urządzenia o przeznaczeniu wydobywczym, przechowawczym i innym (np. studnie głębinowe, zbiorniki kanalizacyjne, źródła alternatywnej energii). Przykładowymi elementami takimi urządzeń i instalacji elektroenergetycznych bez wątpienia są słupy napowietrznych linii wysokiego napięcia, kable podziemnych linii kablowych, stacje transformatorowo-rozdzielcze [3].

Wyżej opisany zasadniczy zrąb cywilnoprawnego tytułu dostępu do nieruchomości na potrzeby inwestycji linowych jest modyfikowany przez ustawy szczegółowe. I tak, np. art. 39a ustawy o lasach [9] stanowi, że nieruchomość pozostająca w zarządzie Lasów Państwowych może zostać obciążona m.in. służebnością przesyłu za obligatoryjnym wynagrodzeniem. Ustawa wskazuje również sposób wyliczenia wysokości tegoż wynagrodzenia, a także ustanawia o obowiązku uprawnionego przedsiębiorcy do usuwania drzew, krzewów i gałęzi zagrażającym urządzeniom i instalacjom wskazanym w art. 49 § Kodeksu Cywilnego [8]. Art. 39a ust. 2 dość precyzyjnie określa wysokość wynagrodzenia za ustanowienie służebności przesyłu na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Poziom wynagrodzenia ustala się w wysokości odpowiadającej wartości podatków i opłat ponoszonych przez Lasy Państwowe od części nieruchomości, z której korzystanie jest ograniczone w związku z obciążeniem tą służebnością [9].

W podobny sposób wiele jednostek samorządu terytorialnego decyduje o możliwości ustanowienia służebności przesyłu na gruntach gminnych, za obligatoryjnym wynagrodzeniem [9].

Wyznaczanie pasa służebności przesyłu dla linii napowietrznej SN

Ze względu na fakt, że szerokość pasów służebności nie jest określona żadnymi obowiązującymi przepisami i aktualnymi normami, traktowanymi jako zasady wiedzy technicznej w myśl Prawa budowlanego, istniała duża dowolność, a przede wszystkim rozbieżność, w zakresie określania pasów służebności określanych w wytycznych Spółek Dystrybucyjnych.

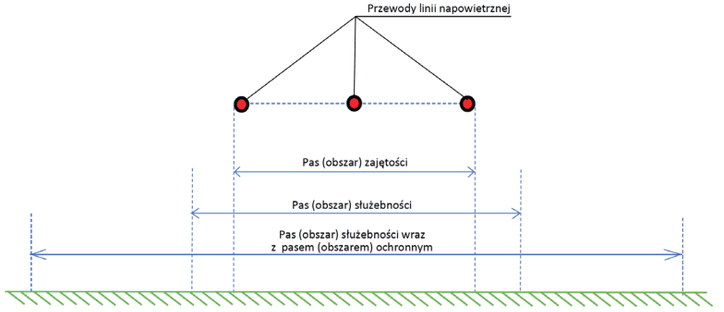
Należy podkreślić, że w polskim prawie również nie określono sposobu wyliczania wynagrodzenia za służebność przesyłu dla linii elektroenergetycznych dla gruntów innych niż leśnych. Dlatego też w opiniach biegłych sądowych również istnieje bardzo duża dowolność i rozbieżność w określaniu zarówno szerokości pasów służebności, jak i również wysokości wynagrodzenia za służebność przesyłu [4]. W opiniach biegłych dość często myli się pojęcia: pasa zajętości linii, pasa służebności oraz pasa ochronnego poniżej zostaną zdefiniowane ww. pojęcia.

Pojęcia i definicje dotyczące elektroenergetycznych linii napowietrznych w zakresie służebności przesyłu [4]:

- pas zajętości linii zwany też szerokością elektroenergetycznej linii napowietrznej, rozumiany jako poziomą odległość rzutów pionowych skrajnych przewodów roboczych/fazowych linii napowietrznej; pas zajętości linii napowietrznej zależy od wielu czynników, w tym w szczególności od napięcia znamionowego linii, liczby torów linii, układu przewodów na słupie i rodzaju przewodów (gołe lub izolowane). Ponieważ pas zajętości służy wyłącznie do wyznaczania pasa służebności, nie będzie to pojęcie szerzej opisywane.
- pas służebności zwany też pasem służebnym rozumianym jako powierzchnię wzdłuż linii „konieczną dla właściwego korzystania z urządzeń"; pas ten nazywany jest też przez właścicieli sieci pasem eksploatacyjnym lub technicznym albo technologicznym; szerokość tego pasa powinna być przyjęta w taki sposób, aby zapewnić prawidłowy, nieskrępowany dostęp dla wykonywania czynności eksploatacyjnych, tj. oględzin, niezbędnych napraw, przeglądów i konserwacji oraz do usuwania awarii; szerokość pasa służebności nie wynika wprost z obowiązujących przepisów prawnych lub aktualnych norm. Pas służebności jest obszarem do ograniczonego korzystania zarówno przez właściciela nieruchomości jak i właściciela elektroenergetycznej linii napowietrznej.
- pas ochronny rozumiany jako pas o szerokości większej niż pas zajętości, a więc o szerokości przekraczającej szerokość linii napowietrznej; pojęcie to uwzględnia potrzebę zachowania bezpiecznych odstępów izolacyjnych będących pod napięciem przewodów fazowych linii od innych obiektów (np. budynków, rurociągów, dróg kołowych i kolejowych) oraz w przypadku wyższych napięć konieczność zapewnienia ograniczenia pola elektromagnetycznego do poziomu dopuszczalnego; pas ochronny linii określa szerokość pasa wzdłuż linii, w którym istnieją istotne ograniczenia dla jego wykorzystania, odnoszące się na przykład do lokalizowania obiektów budowlanych w sąsiedztwie linii. Pas ochronny to obszar do ograniczonego korzystania wyłącznie przez właściciela nieruchomości a jego szerokość jest ustalana indywidualnie dla danej linii przy uwzględnieniu wymagań podanych w normach oraz danych konstrukcyjnych linii.

Należy podkreślić, że „pas ochronny" jest pojęciem nie mającym nic wspólnego z pojęciem „pasa służebności", więc przyjmowanie, także przez niektórych biegłych sądowych, szerokości pasa służebności odpowiadającej szerokości pasa

ochronnego jest niewłaściwe. Pasy (obszary): zajętości, służebności i ochronny dla elektroenergetycznej linii napowietrznej zostały przedstawione na rysunku 1.



Rysunek 1. Widok pasów: zajętości, służebności i ochronnego dla linii napowietrznej

Wyznaczanie pasa służebności przesyłu dla linii napowietrznej SN

Na samym wstępie należy wyraźnie rozgraniczyć wyznaczanie pasa (obszaru) służebności przesyłu, który stanowi obszar niezbędny dla wykonywania uprawnień objętych treścią tej służebności, w szczególności: eksploatacji, konserwacji, remontów i usuwania awarii urządzenia przesyłowego od wyznaczenia wynagrodzenia za ustanowienie służebności przesyłu.

Pas służebności dla elektroenergetycznej linii napowietrznej SN powinien być wyznaczony w takim zakresie jaki jest niezbędny dla prawidłowej jej eksploatacji (przesył energii elektrycznej, kontrole, przeglądy, modernizacje, remonty, usuwanie awarii, itp.). Co do zasady to właściciel infrastruktury powinien określić jaki obszar jest niezbędny do eksploatacji linii napowietrznej, a jego podejście, ze względów praktycznych, powinno być jednolite dla wszystkich urządzeń i instalacji elektroenergetycznych tego samego typu. Dla przykładu do niedawna ENERGA-OPERATOR S.A. zalecała w swoich wytycznych, aby szerokość pasa służebności przesyłu ustalać zgodnie ze wzorem [4]:

$$S = B + 2 \times (2{,}5 + U_n/150)$$

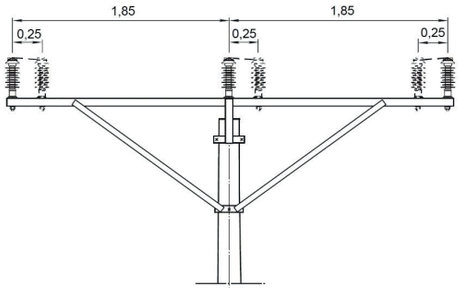
gdzie:
S – szerokość pasa służebności (m);
B – szerokość linii, czyli odległość mierzoną między skrajnymi przewodami linii (m);
U_n – oznacza napięcie znamionowe linii (kV).

Poniżej, jako przykład, wyznaczono pas służebności dla linii napowietrznej o napięciu znamionowym 15 kV z przewodami nieizolowanymi o układzie płaskim. Widok reprezentatywnego poprzecznika dla tej linii napowietrznej SN przedstawiono na rysunku 2.

Dla rozpatrywanej linii SN o napięciu znamionowym 15 kV oznaczałoby to, że szerokość pasa służebności wynosi:

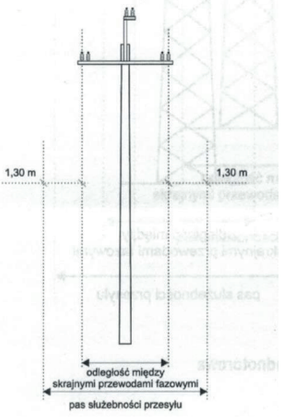
$$S = 3{,}7 \text{ m} + 2 \times (2{,}5 + 15/150) = 8{,}9 \text{ m}$$

i jest szersza od pasa zajętości linii o 2,6 m z każdej ze stron. Podkreślić należy, że spółki dystrybucyjne w Polsce do 2017 r. nie miały ujednoliconego stanowiska w tej sprawie. Pod egidą Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elek-



Rysunek 2. Widok reprezentatywnego poprzecznika dla linii napowietrznej SN z przewodami nieizolowanymi o układzie płaskim. Źródło: [12]

trycznej w Poznaniu opracowano jednolite dla wszystkich spółek dystrybucyjnych wytyczne w zakresie ustalania szerokości pasa służebności przesyłu [10, 11]. Dla linii napowietrznych SN przyjęto stanowisko, że pas służebności przesyłu należy wyznaczać poprzez powiększenie pasa zajętości linii o 1,3 m z każdej ze stron (rysunek 3).



Rysunek 3. Pas służebności przesyłu dla linii napowietrznej SN zgodnie z Załącznikiem Nr 6 - strona 10 opracowania [11]

Dla rozpatrywanej linii SN o napięciu znamionowym 15 kV oznaczałoby to, że szerokość pasa służebności przesyłu wyznaczona wg opracowań [10, 11] wynosi:

$$S = 3{,}7 \text{ m} + 2 \times 1{,}3 \text{ m} = 6{,}3 \text{ m}$$

i jest węższa o 2,6 m niż szerokość tego pasa przyjmowana do tej pory przez niektóre spółki dystrybucyjne, np. ENERGA-OPERATOR S.A.

Mimo, że kadra inżynieryjno-techniczna odpowiedzialna za eksploatację linii napowietrznych SN ma świadomość, że tak wyznaczony pas służebności przesyłu jest niewystarczający dla wykonywania wszystkich zabiegów eksploatacyjnych na tej linii, to pełnomocnicy spółek dystrybucyjnych w postępowaniach przed sądami o służebność przesyłu nadal forsują szerokość pasa służebności wyznaczoną w oparciu o własne wytyczne [10, 11].

Niektórzy biegli sądowi, w tym autor artykułu, nie zgadzają się z takim podejściem i uważają, że pas służebności dla linii napowietrznej SN wyznaczony w taki sposób jest niewystarczający, aby wykonać wszystkie prace niezbędne dla prawidłowej jej eksploatacji (przesył energii elektrycznej, kontrole, przeglądy, modernizacje, remonty, usuwanie awarii, itp.). Zwracają uwagę, że przyjęcie tak wąskich pa-

sów służebności (1,3 m) uniemożliwia wykonywanie zabiegów eksploatacyjnych w technologii pod napięciem, jaka została wdrożona w Polsce w 1996 r. i stosowana obecnie powszechnie we wszystkich spółkach dystrybucyjnych.

Prace pod napięciem w Polsce wykonywane są w technologii rękawic elektroizolacyjnych przy wykorzystaniu podnośnika z wysięgnikiem izolacyjnym (rysunek 4). Podnośnik ten w czasie wykonywania prac, zgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa dla tej technologii, nie może być ustawiony pod przewodami.

Rysunek 4. Prace pod napięciem wykonywane przez zespoły elektromonterów ENERGA-OPERATOR. Po lewej: technologia SN-19 rozmostkowanie/zmostkowanie linii w przęśle, po prawej: technologia SN-21 wymiany słupa przelotowego. Źródło: [5]

Autor, mając na uwadze fakt, że w spółce dystrybucyjnej będącej uczestnikiem postępowania powszechnie wykonuje się prace pod napięciem na liniach napowietrznych SN wymagających przyjęcia szerszych pasów służebności przesyłu niż poprzez powiększenie pasa zajętości o 1,3 m z każdej ze stron biegły wystąpił do Sądu o zobowiązanie uczestnika postępowania o odpowiedź na następujące pytanie: „*Czy uczestnik postępowania rezygnuje z możliwości wykonywania prac pod napięciem przy liniach napowietrznych średniego napięcia na obszarze nieruchomości .... ?*” Na zadane pytanie biegły otrzymał odpowiedź, w której uczestnik postępowania wskazuje, że: „*nie rezygnuje z wykonywania prac pod napięciem przy liniach napowietrznych 15 kV na działce ..... . Jednocześnie wskazuje, że w przypadku, w którym podczas wykonywania prac eksploatacyjnych zaistniała potrzeba przekroczenia wyznaczonego obszaru służebności to zgodnie z przyjętą procedurą postępowania w takich sytuacjach uczestnik wystąpi o zawarcie „dodatkowej” umowy dzierżawy na czas prowadzenia robót, a w razie powstania ewentualnych szkód za porozumieniem z właścicielami nieruchomości uczestnik dokona wypłaty stosownego odszkodowania*”.

Przy wyznaczaniu szerokości pasa służebności przesyłu należy kierować się m.in. postanowieniem Sądu Najwyższego z dnia 11 czerwca 2015 r. w sprawie sygn. akt V CSK 486/14: „*Wykonywanie służebności przesyłu wiąże się z założeniem i utrzymywaniem urządzeń przesyłowych w zdatności do użytku, a ich usytuowanie na powierzchni gruntu, pod powierzchnią i nad gruntem w sposób nieunikniony wiąże się z potrzebą wkroczenia na ten grunt, chociażby potrzeba taka występowała sporadycznie*”. Dlatego też należy uznać za konieczne uwzględnienie wykonywanie prac w technologii pod napięciem do wyznaczenia pasa służebności przesyłu. Co do zasady przy wyznaczaniu pasa służebności należy uwzględnić wszystkie prace, a wyłączenie może dotyczyć jedynie „*zdarzenia nadzwyczajne wynikające z siły wyższej lub konieczności odwrócenia grożącego niebezpieczeństwa*” (postanowienie sygn. akt V CSK 190/11).

Podnośniki z wysięgnikiem izolacyjnym w Polsce zabudowane są najczęściej na podwoziach MAN lub UNIMOG o szerokości ok. 2,25-2,30 m. Do obliczeń uzasadnione jest, aby przyjąć szerokość 3 m, która pozwala na manewrowanie i ustawienie podnośnika przy linii oraz pozwala na swobodne korzystanie z części ładunkowej samochodu przez elektromonterów w czasie wykonywania pracy.

Biorąc powyższe pod uwagę wyznaczając pas służebności przesyłu dla linii napowietrznej SN należy pas zajętości linii powiększyć o 3 m z każdej ze stron. Dla rozpatrywanej linii SN o napięciu znamionowym 15 kV oznaczałoby to, że szerokość pasa służebności przesyłu wyznaczona wg powyższych założeń wynosi:

$$S = 3{,}7\ m + 2 \times 3\ m = 9{,}7\ m$$

i jest szersza o 3,4 m niż szerokość tego pasa przyjmowana przez spółki dystrybucyjne w oparciu o wytyczne [10, 11].

Oczywiście należy pamiętać, aby wyznaczyć drogę dojazdową, która także stanowi pas służebności. Dojazd umożliwiający dostęp do drogi publicznej nie może być węższy niż 3 m, jednak autor wyznacza drogę dojazdową najczęściej o szerokości 4 m, bo ona umożliwia swobodny dojazd i manewrowanie podnośnikiem z wysięgnikiem izolacyjnym wykorzystywanym do prac pod napięciem.

Czy to koniec? 5 etapów zbliżania się do upadku

Profesor statystyki George E.P. Box powiedział kiedyś: „Wszystkie modele są błędne, ale niektóre są przydatne”. W tym duchu można stwierdzić, że schemat zaproponowany przez Jima Collinsa w książce pt. „Jak upadają giganci i dlaczego niektóre firmy nigdy się nie poddają” [1] pomaga zrozumieć, przynajmniej częściowo, w jaki sposób wielka firma może upaść, dzięki czemu upadku można uniknąć, upadek można przewidzieć i upadkowi można zapobiec. Autor książki szuka przyczyn upadku i daje liderom firm opartą na solidnych podstawach nadzieję, że mogą nauczyć się zapobiegać upadkom i odwracać niekorzystny bieg zdarzeń. W czasie projektu badawczego realizowanego przez cztery lata Collins odkrył pięć etapów zbliżania się do upadku [1, 13]:

- Etap pierwszy: Pycha będąca wynikiem sukcesu;
- Etap drugi: Chaotyczne sięganie po więcej;
- Etap trzeci: Negowanie ryzyka i zagrożenia;
- Etap czwarty: Rozpaczliwe szukanie ratunku;
- Etap piąty: Odejście w niebyt lub nieistotność.

Identyczne etapy zbliżania się do upadku można przypisać technologiom, czy też wyrobom. W przyrodzie nie ma żadnego prawa mówiącego o tym, że najsilniejsi będą tkwili na szczycie w nieskończoność. Każdy może upaść. Okazuje się, że upadek jest w dużej mierze krzywdą, którą firmy same sobie wyrządzają. Dzięki zrozumieniu poszczególnych etapów liderzy firm mogą znacznie ograniczyć ryzyko upadku, a wybitne firmy potrafią się podnieść nawet po najdotkliwszym upadku.

Czy podejście menadżerów spółek dystrybucyjnych do wyznaczania pasa służebności przesyłu spowoduje zahamowanie rozwoju technologii prac pod napięciem na liniach napowietrznych SN w Polsce, a w dalszej perspektywie ich zmierzch? Właściciele nieruchomości, przez które przebiegają linie napowietrzne nie są traktowani przez menadżerów spółek dystrybucyjnych jako partnerzy w biznesie, a raczej jako przeciwnicy procesowi. Przy takim podejściu oraz przy dążeniu pełnomocników spółek dystrybucyjnych do przewlekłości postępowań o służebność

przesyłu trudno oczekiwać, że właściciele nieruchomości, przez które przebiegają linie napowietrzne, będą przychylnym okiem patrzeć na zajęcie szerszego pasa przy wykonywaniu zabiegów eksploatacyjnych linii napowietrznych SN niż wynika z postanowienia sądu.

Podsumowanie

Służebność przesyłu jest jednym z rodzajów ograniczonych praw rzeczowych, których istotą jest możliwość ingerencji w cudzą własność. Pas służebności dla elektroenergetycznej linii napowietrznej powinien być wyznaczony w takim zakresie jaki jest niezbędny dla prawidłowej jej eksploatacji (przesył energii elektrycznej, kontrole, przeglądy, modernizacje, remonty, usuwanie awarii, itp.). Co do zasady to właściciel infrastruktury powinien określić jaki obszar jest niezbędny do eksploatacji linii napowietrznej, a jego podejście, ze względów praktycznych, powinno być jednolite dla wszystkich urządzeń i instalacji elektroenergetycznych tego samego typu, o ile obszar ten nie jest świadomie zaniżany dla w celu płacenia niższego wynagrodzenia dla właściciela nieruchomości. Przy wyznaczaniu pasa służebności przesyłu należy uwzględnić wszystkie potrzeby wkroczenia na nieruchomość, chociażby potrzeba taka występowała sporadycznie, w tym należy uwzględnić potrzeby w zakresie wykonywania prac w technologii pod napięciem.

Literatura

[1] Collins J., Jak upadają giganci i dlaczego niektóre firmy nigdy się nie poddają, MT Biznes, 2018

[2] Dąbek J., Nowakowska M., Zamroch P., Wybrane zagadnienia wyceny nieruchomości a problematyka prawna, ekonomiczna i przestrzenna związana z infrastrukturą techniczną. Replika, 2015 r.

[3] Gogojewicz P., Służebność przesyłu energii elektrycznej. Elektro.Info nr 4. 2016 r.

[4] Strzałka J., Zasady wyznaczania pasów służebności dla linii energetycznych

[5] Sztukowski J., Co nowego w PPN w ENERGA-OPERATOR SA, Materiały konferencyjne XIII Konferencji Prace pod napięciem w sieciach nn, SN i WN w Polsce i na świecie, PTPiREE, Toruń 12-13 czerwca 2019 r., źródło: http://ppn.ptpiree.pl/konferencje/ppn/2019/po/materialy_ppn_2019.pdf

[6] Zych B., O kulturze budowania relacji w biznesie, https://hrstandard.pl/2017/05/17/o-kulturze-budowania-relacji-biznesie/, data odczytu: 2018-11-08

[7] ACTA ERASMIANA VII. Z badań nad prawem i administracją. Pod red. Sadowski M., Wrocław, 2014 r.

[8] Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (t.j. Dz.U.2018.1025)

[9] Ustawa z dnia 28 września 1991 r. o lasach (t.j. Dz.U.2017.788 z późn. zm.)

[10] Wytyczne określania powierzchni służebności przesyłu niezbędnej do właściwego korzystania z urządzeń, PTPiREE, Poznań 2017 r.

[11] Zasady określania powierzchni służebności przesyłu niezbędnej do właściwego korzystania z urządzeń, Wydanie pierwsze, ENERGA-OPERATOR S.A., Gdańsk 2017 r.

[12] Katalog linii napowietrznych średniego napięcia 15¸ 20 kV z płaskim układem przewodów gołych 70 i 50 mm2 na pojedynczych żerdziach wirowanych typu E i EM LSN 70 (50), ENERGOLINIA, Poznań 2006

[13] https://mamstartup.pl/czy-to-koniec-5-etapow-zblizania-sie-do-upadku/

Analiza możliwości funkcjonowania spółdzielni energetycznych w polskich warunkach środowiskowych i prawnych

Adam Mroziński
Patrycja Walichnowska
Politechnika Bydgoska

Streszczenie

W artkule przedstawiono problematykę funkcjonowania w Polsce spółdzielni energetycznych. Przedstawiono na przykładach szczegółowe zasady zakładania i organizacji spółdzielni energetycznych na obszarze gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w ramach projektu Renaldo. Określono korzyści wynikające z różnych modeli biznesowych w polskich warunkach prawych i technicznych. W zakresie przeprowadzonych symulacji działania spółdzielni energetycznych posługiwano się oryginalnym narzędziem do weryfikacji efektywności działania spółdzielni energetycznej.

Pozyskiwanie energii elektrycznej z falowania wody

Karol Listewnik
Uniwersytet Morski w Gdyni

Streszczenie

Pozyskiwanie energii elektrycznej z energii falowania wody, z użyciem konwerterów energii ma długa historię ale, w porównaniu do innych rozwiązań wykorzystujących odnawialną energię, nadal na świecie znajduje się stosunkowo niewiele komercyjnych urządzeń - na podstawie analizy literatury można stwierdzić, że w Polsce nie ma podobnych rozwiązań komercyjnych. Prawdopodobną przyczyną tego stanu są: koszty eksploatacji - min. związane z żywotnością materiałów które powinny być zdatne do pracy w słonej wodzie przez wiele lat, koszty położenia kabla energetycznego na dnie oraz konieczność minimalizacji ryzyka nawigacyjnego dla statków, specyfika geograficzna i hydrometeorologiczna różnych akwenów morskich i związana z tym konieczność stosowania różnych, trudnych do zunifikowania rozwiązań. W artykule przedstawiono wady i zalety konwerterów energii falowania i ich klasyfikację oraz podano przekrój różnych rozwiązań wraz z ich parametrami technicznymi. Analiza ta stanowiąca przegląd istniejących systemów stanowi pierwszy niezbędny krok przed opracowaniem koncepcji konwertera energii falowania dostosowanego do warunków morza płytkiego i charakterystyki falowania Bałtyku Południowego.

Metody poprawy efektywności energetycznej instalacji oświetlenia zewnętrznego obszarów kolejowych i instalacji elektrycznego ogrzewania rozjazdów

ZAiUP Arex Sp. z o.o.

Streszczenie

Instalacje oświetlenia zewnętrznego oraz instalacje elektrycznego ogrzewania rozjazdów stanowią integralną część infrastruktury kolejowej, która wpływa na usprawnienie i poprawę bezpieczeństwa ruchu pociągów. Energia zużywana na potrzeby tych instalacji stanowi istotną część w kosztach utrzymania całej infrastruktury kolejowej. Proces modernizacji linii kolejowych i dostosowanie linii kolejowych do jazdy pociągów z coraz większymi prędkościami generuje zwykle zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Referat prezentuje rozwiązania pozwalające na optymalizację zużycia energii elektrycznej oraz na redukcję mocy przyłączeniowych w instalacjach oświetlenia zewnętrznego i instalacjach elektrycznego ogrzewania rozjazdów. Referat przedstawia nowatorskie podejście do zagadnień związanych ze sterowaniem oświetleniem zewnętrznym i jego powiązania z faktycznym ruchem pociągów oraz obecnością ludzi w obszarach oświetlanych. Przedstawione zostają też kierunki rozwoju systemów elektrycznego ogrzewania rozjazdów pozwalających na poprawę ich skuteczności przy zmniejszonej konsumpcji energii elektrycznej.

Targi branżowe

ZAiUP AREX Sp. z o.o.

ASE ATEX Sp. z o.o.

EATON

Elektrometal Energetyka S.A.

ELKO-BIS Systemy Odgromowe Sp. z o.o.

Ensto Pol Sp. z o.o.

LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o.

MULTI-TAB

ORW-ELS Sp. z o.o.

Relpol S.A.

SONEL S.A.

ZPUE S.A.

ZAiUP AREX Sp. z o.o.

ZAiUP AREX (WB Group) specjalizuje się w projektowaniu i produkcji technologii dedykowanych branży cywilnej oraz specjalnej. Rozwiązania Spółki obejmują m.in.: systemy sterowania napędami elektrycznymi w systemach kierowania ogniem i automatach ładowania amunicji, systemy do sterowania elektrycznym ogrzewaniem rozjazdów kolejowych oraz sterowania oświetleniem, układy napędowe do platform elektromobilnych, stacje ładowania pojazdów elektrycznych.

ASE ATEX Sp. z o.o.

Początki ASE ATEX w 2011 roku to przede wszystkim dobór i dostawa urządzeń w wykonaniu przeciwwybuchowym niemieckiego producenta firmy R. Stahl. Obecnie obszar naszych działań obejmuje: elektryczne systemy grzewcze, zabezpieczenia przeciwwybuchowe, detekcję gazu i płomienia oraz wycieków i emisji, wykrywanie i gaszenie pożaru, rozwiązania dla zbiorników, instrumenty pomiarowe, instalacje i urządzenia technologiczne oraz systemy IT dla przemysłu. Wraz z rozwojem rynku zmieniał się także zakres naszej aktywności: od projektowania, poprzez dobór, dostarczanie i instalacje optymalnych rozwiazań, jak i późniejszy serwis.

EATON

Jesteśmy firmą z branży energetycznej zatrudniającą blisko 99 tysięcy pracowników i prowadzącą działalność w ponad 175 krajach. Nasze energooszczędne produkty i usługi pomagają naszym klientom zarządzać energią elektryczną, hydrauliczną i mechaniczną. Dajemy ludziom narzędzia do wydajniejszego wykorzystywania energii elektrycznej. Pomagamy firmom w bardziej zrównoważonym prowadzeniu działalności. Zachęcamy także każdego pracownika firmy Eaton do nieszablonowego myślenia o działalności naszej firmy, o naszych wspólnotach i pozytywnym wpływie, jaki możemy wywierać na świat.

Elektrometal Energetyka S.A.

Elektrometal Energetyka S.A. jest producentem i dostawcą zabezpieczeń e²TANGO WN, SN, nN, rozdzielnic SN, automatyki zabezpieczeniowej systemów SCADA, oraz usług takich jak realizacje w formule GRI. Nasze urządzenia są eksploatowane w tysiącach obiektów w Polsce i Europie, w takich sektorach jak dystrybucja, wytwarzanie, przemysł ciężki, górnictwo, trakcja czy OZE. Jesteśmy liderem sprzedaży wśród polskich producentów EAZ.

ELKO-BIS Systemy Odgromowe Sp. z o.o.

Firma ELKO-BIS Systemy Odgromowe Sp. z o.o. od blisko 25 lat zajmuje się produkcją kompleksowych systemów odgromowych, piorunochronnych i uziemień. Rodzinna firma z Wrocławia, z doświadczeniem działalności nie tylko w Polsce, ale w większości krajów europejskich, a także na takich rynkach jak Singapur, Zjednoczone Emiraty Arabskie czy Tajlandia. Oferta ELKO-BIS to pełen osprzęt odgromowy wraz z akcesoriami, umożliwiający dobór elementów na każdy obiekt: przemysłowy, mieszkaniowy, zabytkowo-sakralny, handlowo-usługowy, biurowy, użyteczności publicznej czy sportowy.

Ensto Pol Sp. z o.o.

Projektujemy i dostarczamy niezawodne rozwiązania elektryczne oraz naszą wiedzę dla operatorów systemu dystrybucyjnego. Ensto, międzynarodowa firma technologiczna została założona w 1958 roku i zatrudnia ok. 900 profesjonalistów w 17 krajach w Europie i Azji. Wierzymy w lepsze życie dzięki elektryczności i w zgodzie z naturą. Nasza działalność koncentruje się na czterech obszarach: linie napowietrzne, sieci kablowe, jakość energii i automatyka sieci. Planujemy dalszy rozwój kompetencji w zakresie linii kablowych. Ponadto zamierzamy rozwijać naszą ofertę w dziedzinie cyberbezpieczeństwa automatyki sieci i dostarczać nowe technologie dla Operatorów Systemów Dystrybucji.

LAMEL Rozdzielnice Sp. z o.o.

Firma Lamel działa w branży elektroenergetycznej od 1992 roku a wiodącym obszarem działalności jest produkcja urządzeń do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Firma prowadzi także działalność handlową w zakresie materiałów do budowy sieci i urządzeń elektroenergetycznych. Z powodzeniem zajmuje się kompleksową obsługą inwestycji w zakresie produkcji urządzeń do instalacji elektroenergetycznych. Oferujemy dodatkowo takie usługi jak malowanie proszkowe, cięcie blach plazmą i wykrawarką, zaginanie na prasach krawędziowych oraz prace projektowe, w tym projekty elektryczne oraz wsparcie biur projektowych.

MULTI-TAB

Jesteśmy firmą produkcyjną specjalizującą się w produkcji tłoczonych tablic dla infrastruktury energetycznej oraz konstrukcji montażowych. Działamy od 1996 roku, stale się rozwijamy i poszerzamy naszą ofertę. Do każdego klienta podchodzimy indywidualnie, zwracamy szczególną uwagę na jakość i terminową realizację zleceń. Dzięki takiemu podejściu możemy pochwalić się licznymi pozytywnymi referencjami oraz współpracą z firmami nie tylko w Polsce, ale również za granicą. Jeśli potrzebujesz trwałego oznakowania albo profesjonalnej porady w tym zakresie, zapraszamy do kontaktu.

ORW-ELS Sp. z o.o.

Działalność ORW-ELS Sp. z o.o. skupia się na produkcji oraz świadczeniu usług z zakresu ochrony odgromowej, ochrony przeciwpożarowej. Jesteśmy polskim producentem piorunochronów z układem wspomagającym rozwój lidera GROMOSTAR. Oferujemy naszym klientom szeroki asortyment produktów, doradztwo techniczne, projekty, profesjonalny montaż oraz przeglądy techniczne instalacji.

Relpol S.A.

Polski producent przekaźników z ponad 60–letnią tradycją i doświadczeniem. Choć Przedsiębiorstwo przez lata istnienia zmieniało swoją nazwę, to niezmiennie od 1958 roku specjalizujemy się w produkcji najwyższej jakości różnego rodzaju przekaźników. Nasze produkty stosowane są w automatyce przemysłowej i energetycznej, energoelektronice, elektronice przemysłowej i użytkowej, kolejnictwie, systemach fotowoltaicznych i w wielu innych rozwiązaniach.

SONEL S.A.

Jesteśmy polskim producentem wysokiej jakości specjalistycznych przyrządów pomiarowych oraz sprzętu laboratoryjnego. Już od ponad 25 lat dostarczamy innowacyjne rozwiązania dla sektora elektroenergetycznego oraz przemysłu. SONEL S.A. spełnia dyrektywy Unii Europejskiej, dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej oraz bezpieczeństwa użytkowania. Posiadamy rekomendację SEP w zakresie produkcji, serwisu i projektowania przyrządów pomiarowych, międzynarodowe certyfikaty Systemu Zarządzania Jakością i Systemu Zarządzania Środowiskowego oraz akredytację Polskiego Centrum Akredytacji.

ZPUE S.A.

ZPUE S.A jest producentem urządzeń służących do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Jesteśmy krajowym liderem w segmencie produkcji kontenerowych stacji transformatorowych. Kluczowym asortymentem Grupy są rozdzielnice średniego i niskiego napięcia. Na wspólny sukces pracuje 3000 specjalistów tworzących sprawny i kreatywny zespół.

Patronaty

Wojewoda Pomorski

Stowarzyszenie Elektryków Polskich

Politechnika Gdańska

Wydział Elektrotechniki i Automatyki PG

CIRE.pl

Radio Gdańsk

INPE

Optimal Energy

WysokieNapiecie.pl

Patroni Honorowi

WOJEWODA POMORSKI
DARIUSZ DRELICH

POLITECHNIKA GDAŃSKA

POLITECHNIKA GDAŃSKA
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI I AUTOMATYKI

Patroni Medialni

CIRE.PL
Centrum Informacji o Rynku Energii

Radio Gdańsk

inpe

OPTIMALENERGY.pl

wysokienapiecie.pl

Komitet Organizacyjny

Patryk Zawadzki
Przewodniczący
Komitetu Organizacyjnego

Kornel Borowski
Przewodniczący
ds. naukowo-programowych

Michał Makurat
Główny koordynator

Piotr Siemienkiewicz
Koordynator ds. kontaktu z firmami

Marek Behnke
Klaudia Gwiaździńska
Adam Popiołkiewicz
Agata Wilde
Patryk Dąbrowski
Maciej Dobrodziej
Dawid Sirocki

Organizator

Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gdańsk

O.GDAŃSK

SEP O. Gdańsk to społeczność branży elektroenergetycznej na Pomorzu, której głównym celem jest wzajemna wymiana doświadczeń.

Stowarzyszenie łączy doświadczenie zawodowe elektryków oraz młodą kadrę inżynierską wprowadzającą innowacyjne podejście w branży.