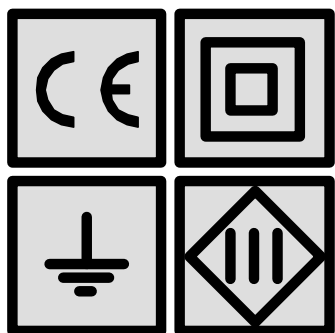




ELSAF

**BEZPIECZEŃSTWO
ELEKTRYCZNE**

**XXV KONFERENCJA
NAUKOWO-TECHNICZNA**

**XV SZKOŁA OCHRONY
PRZECIWPORAŻENIOWEJ**



Politechnika
Wrocławska

**OFICyna WYDAWNICZA
POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ
2025**

**KATEDRA ENERGOELEKTRYKI
POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ**

**XXV KONFERENCJA NAUKOWO - TECHNICZNA
BEZPIECZEŃSTWO ELEKTRYCZNE
XV SZKOŁA OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ
ELSAF 2025**

KARPACZ, 23–26 września 2025



Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej
Wrocław 2025

Opracowanie redakcyjne i komputerowe

MAREK JAWORSKI

Projekt okładki

MICHAŁ CZOSNYKA

Organizator konferencji

KATEDRA ENERGEOELEKTRYKI POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ

Wybrzeże Wyspiańskiego 27

50-370 Wrocław

Miejsce konferencji

HOTEL ARTUS RESORT

ul. Wilcza 9

KARPACZ

Wydrukowano na podstawie dostarczonych materiałów

Wszelkie prawa zastrzeżone. Niniejsza książka, zarówno w całości, jak i we fragmentach, nie może być reprodukowana w sposób elektroniczny, fotograficzny i inny bez zgody wydawcy i właścicieli praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2025

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ

Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

<http://www.oficyna.pwr.edu.pl>;

e-mail: oficwyd@pwr.edu.pl

zamawianie.ksiazek@pwr.edu.pl

ISBN 978-83-7493-912-6

https://doi.org/10.37190/ELSAF_2025

Druk i oprawa: beta-druk, www.betadruk.pl

PATRONAT HONOROWY KONFERENCJI

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce
Stowarzyszenia Elektryków Polskich

Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział we Wrocławiu



PATRONAT MEDIALNY

Czasopismo elektro.info



KOMITET NAUKOWO-ORGANIZACYJNY KONFERENCJI

Dr hab. inż. Marcin Habrych, prof. uczelni
– kierownik Katedry Energoelektryki

Dr hab. inż. Waldemar Dołęga, prof. uczelni

Prof. dr hab. inż. Stanisław Czapp

Dr hab. inż. Andrzej Chojnacki, prof. PŚk

Dr hab. inż. Stefan Gierlotka

Mgr inż. Bogumił Dudek

Dr inż. Kazimierz Herlender, prof. uczelni

Dr inż. Marek Jaworski – sekretarz

Dr inż. Janusz Konieczny

Dr inż. Joanna Budzisz

Dr inż. Wiktoria Grycan

Dr inż. Michał Czosnyka

SPIS TREŚCI

CZĘŚĆ I

REFERATY KONFERENCYJNE

M. JAWORSKI, Historia konferencji z zakresu ochrony przeciwporażeniowej i bezpieczeństwa elektrycznego	9
W. JASIŃSKI, P. JASIŃSKI, P. JASIŃSKI, Wybrane aspekty wymagań kwalifikacyjnych w energetyce	15
B. DUDEK, Wieloznaczność pojęć w elektryce – niebezpieczne związki frazeologiczne i paremiologiczne	25
B. DUDEK, Perspektywy bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń elektrycznych	37
M. JAWORSKI, O. OPYD, Identyfikacja pola magnetycznego w pojazdach elektrycznych komunikacji zbiorowej	51
S. GIERLOTKA, Pioruny Catatumbo	67
W. DOŁĘGA, Analiza rozwiązań rozdzielnic SN z izolacją gazową SF ₆ w kontekście nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych	75
J. WIATR, M. ORZECOWSKI, Poprawność doboru przewodów instalowanych wewnątrz rozdzielnic jako warunek minimalizacji zagrożeń pożarowych	85
M. CZOSNYKA, M. ORZECOWSKI, R. DUDZIK, Zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego i niskiego napięcia – obliczenia	101
J. GLENSK, K. MAŹNIEWSKI, Problematyka oceny zagrożeń związanych z eksploatacją baterii kondensatorów w sieciach elektroenergetycznych	119
A. Ł. CHOJNACKI, Analiza właściwości oraz wskaźników niezawodnościowych linii napowietrznych niskiego napięcia	137

A. Ł. CHOJNACKI, Funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych niskiego napięcia	153
G. GAŁEK, Monitoring i diagnostyka w liniach elektroenergetycznych	165
T. MASŁOWSKI, Ochrona odgromowa instalacji fotowoltaicznych	173
M. HABRYCH, D. TROJNICZ, Analiza wpływu mikroinstalacji fotowoltaicznych na parametry jakości energii elektrycznej w sieciach niskiego napięcia	179
R. DUDZIK, K. NOWACKI, Ł. SOŁTYSEK, Bezpieczeństwo systemów automatyki zabezpieczeniowej: porównanie rozwiązań klasycznych i cyfrowych	189
M. CZOSNYKA, J. BUDZISZ, K. ŻABICKA, Rozwój szeregowego zwarcia łukowego przy niskich prądach obciążenia w przewodach YDY, OMY oraz OW	205
W. GRYCAN, Bezpieczeństwo elektryczne w kontekście transformacji cyfrowej maszyn przemysłowych według aktualnych regulacji UE	219

CZĘŚĆ II

REFERATY SZKOŁY OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ

S. CZAPP, Zasady ochrony przeciwporażeniowej i działanie wyłączników różnicowoprądowych w niskonapięciowych instalacjach prądu stałego	231
J. WIATR, K. HERLENDER, Wpływ warunków pożarowych na zasilanie urządzeń przeciwpożarowych oraz ochronę przeciwporażeniową (zagadnienia wybrane)	247
K. WINCENCIK, Ochrona odgromowa budynków – zmiany wprowadzone przez nową edycję normy EC 62305-3 z roku 2024	265
R. DOMAŃSKI, Metody pomiaru rezystancji uziemienia. Rodzaje, zastosowania oraz cechy charakterystyczne	279
J. KONIECZNY, Wymagania normatywne dotyczące instalacji elektrycznych w pomieszczeniach wyposażonych w wannę lub prysznic	295

CZĘŚĆ I
REFERATY KONFERENCYJNE

HISTORIA KONFERENCJI Z ZAKRESU OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ I BEZPIECZEŃSTWA ELEKTRYCZNEGO

W referacie przedstawiono 69-letnią historię konferencji organizowanych przez Instytut Energoelektryki, a od roku 2015 Katedrę Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej z zakresu ochrony przeciwporażeniowej i bezpieczeństwa elektrycznego. Referaty wygłaszane podczas dotychczasowych 24 edycji konferencji przygotowywali naukowcy oraz inżynierowie zajmujący się różnymi zagadnieniami bezpieczeństwa elektrycznego. Tematyka referatów była zawsze bardzo urozmaicona i obejmowała problemy podstaw teoretycznych i normalizacji w dziedzinie ochrony przeciwporażeniowej, bezpieczeństwa elektrycznego oraz technicznych zagadnień bezpieczeństwa związanych z projektowaniem, budową i eksploatacją urządzeń elektrycznych.

1. Daty i miejsca konferencji

Pierwszą konferencję dotyczącą zagadnień związanych z ochroną przeciwporażeniową zorganizowano w 1966 roku w Dreźnie pod nazwą „I Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna. Uziemienia i Ochrona Przeciwporażeniowa”. Kolejne konferencje pod tymi samymi nazwami organizowane były kolejno w 1968 r. we Wrocławiu, w 1970 r. w Dreźnie, w 1972 r. we Wrocławiu, w 1974 r. w Berlinie, w 1977 we Wrocławiu, w 1981 r. w Gerze. Następnie po 10 latach przerwy w roku 1991 w Łodzi odbyła się VIII, dwa lata później w roku 1993 również w Łodzi IX, a w roku 1995 X Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna pod nazwą „Ochrona przeciwporażeniowa w urządzeniach elektrycznych”. W roku 1997 zmieniła się ponownie nazwa konferencji na „Bezpieczeństwo elektryczne oraz obradom konferencji towarzyszyła I Szkoła Ochrony Przeciwporażeniowej. Kolejne konferencje czyli XII w roku 1999, XIII w roku 2001, XIV w roku 2003 i XV w roku 2005 odbywały się w auli gmachu głównego Politechniki Wrocławskiej. Podczas XIII Międzynarodowej Konferencji pojawiła się po raz pierwszy nazwa ELSAF 2001 (skrót od słów w języku angielskim *electrical safety*). Począwszy od tego roku wszystkie konferencje organizowane były w miesiącu wrześniu. Konferencje od XVI w roku 2007 do XXI w roku 2017 organizowane były w ośrodku konferencyjno-szkoleniowym „Radość” w Szklarskiej Porębie. Kolejne 3 konferencje: XXII w roku 2019, XXIII w roku 2022 oraz XXIV

w roku 2023 zorganizowane były przez Katedrę Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej w Hotelu Artus Resort w Karpaczu.

2. Problematyka bezpieczeństwa elektrycznego na konferencjach

Technika bezpieczeństwa elektrycznego rozwijała się przez wiele lat głównie w postaci niezależnych od siebie technik mających na celu zwalczanie różnych szkodliwych lub niebezpiecznych oddziaływań elektryczności. Dlatego też w ramach konferencji poświęconych szeroko rozumianemu bezpieczeństwu elektrycznemu poruszano zagadnienia związane z ochroną przeciwporażeniową, przeciwpożarową, przeciwybuchową, odgromową, ochroną przed przepięciami, ochroną przed oddziaływaniem pól elektromagnetycznych i elektryczności statycznej oraz ochroną przed korozją elektrochemiczną. Złożoność problematyki bezpieczeństwa elektrycznego wymagała zawsze ujęcia systemowego z wykorzystaniem wiedzy z ogólnej teorii systemów i analizy systemowej. Zagadnienia bezpieczeństwa elektrycznego zawsze były, są i pozostaną bardzo ważne ze względu na narastające zagrożenia dla człowieka i środowiska pojawiające się w następstwie industrializacji i przemian cywilizacyjnych. Do rozwoju tej dziedziny nauki impulsów dostarczały katastrofy komunikacyjne, katastrofy w zakładach chemicznych i elektrowniach, wypadki związane z porażeniem ludzi prądem elektrycznym oraz inne niekorzystne oddziaływania na ludzi i środowisko związane z eksploatacją urządzeń elektrycznych.

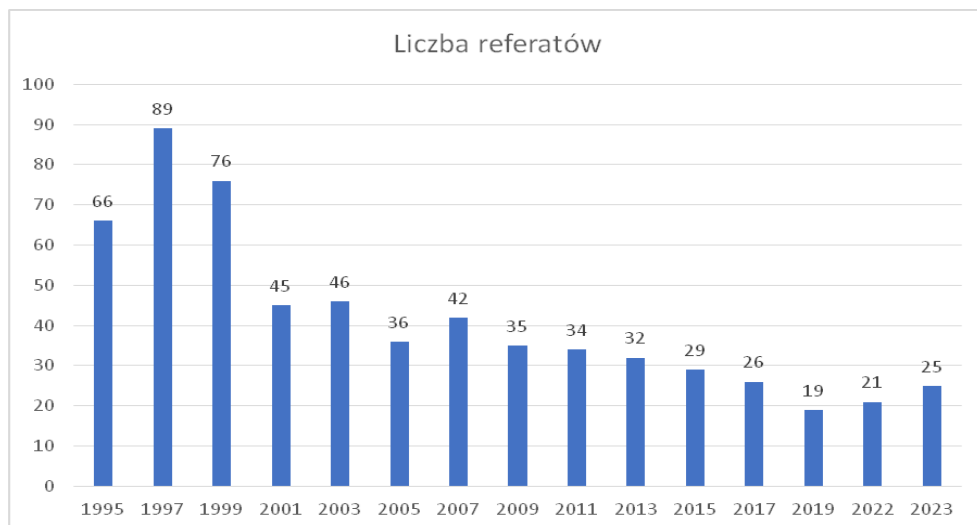
Referaty prezentowane podczas obrad konferencji zawierały zawsze przegląd aktualnych problemów szeroko rozumianego bezpieczeństwa elektrycznego. Dlatego też począwszy od XI Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej „Bezpieczeństwo elektryczne” referaty sesji plenarnych dzielono na następujące grupy tematyczne:

- Problemy podstawowe w technice bezpieczeństwa elektrycznego i wypadkowość;
- Technika ochrony przeciwporażeniowej w urządzeniach elektrycznych niskiego napięcia;
- Technika ochrony przeciwporażeniowej w urządzeniach elektroenergetycznych wysokiego napięcia;
- Diagnostyka techniczna bezpieczeństwa elektrycznego;
- Ochrona przed oddziaływaniem pól elektromagnetycznych;
- Ochrona odgromowa, ochrona przed przepięciami i ochrona przed oddziaływaniem elektryczności statycznej;
- Ochrona przed korozją elektrochemiczną;
- Zagadnienia specjalne w technice bezpieczeństwa elektrycznego;
- Prawne aspekty ochrony przeciwporażeniowej;
- Organizacja pracy i wypadki przy urządzeniach elektrycznych;

- Bezpieczeństwo elektryczne w instalacjach o specjalnym przeznaczeniu lub pracujących w warunkach zwiększonego zagrożenia;
- Bezpieczeństwo elektroenergetyczne.

Podczas konferencji poruszano również zagadnienia dotyczące organizacji bezpiecznej pracy przy urządzeniach elektrycznych, w tym pracy pod napięciem, tematy związane z bezpieczeństwem instalowania i użytkowania odnawialnych źródeł energii oraz analizą zagrożeń związanych z magazynowaniem energii elektrycznej i ładowaniem pojazdów elektrycznych. Ilość referatów wygłoszonych podczas konferencji od roku 1995 do 2023 zobrazowano na rysunku 1.

Od roku 1997 obradom konferencji towarzyszy również Szkoła Ochrony Przeciwporażeniowej, której pierwszym kierownikiem był dr inż. Witold Jabłoński. Od konferencji Elsaf 2001 rolę kierownika szkoły przejął dr inż. Lech Danielski i sprawował tę funkcję do konferencji Elsaf 2015. To właśnie ta para pracowników naukowych Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej była autorami największej ilości referatów przygotowywanych w ramach Szkoły Ochrony Przeciwporażeniowej. W ciągu 20 lat (od X do XX konferencji) opublikowali oni w materiałach konferencyjnych ponad 80 referatów (rys.2). Innymi zasłużonymi autorami referatów na Szkołę Ochrony Przeciwporażeniowej byli także: dr inż. Stanisław Osiński, dr inż. Ryszard Zacirka, dr inż. Marek Szuba oraz dr inż. Janusz Konieczny. Referaty przygotowywane w ramach Szkoły Ochrony Przeciwporażeniowej poruszają zawsze w sposób przystępny praktyczne aspekty ochrony przeciwporażeniowej i przewidziane są dla inżynierów i techników elektryków. Słuchacze otrzymują specjalne świadectwa uczestnictwa w Szkole Ochrony Przeciwporażeniowej.



Rys. 1. Liczba referatów zaprezentowanych podczas konferencji Bezpieczeństwo Elektryczne

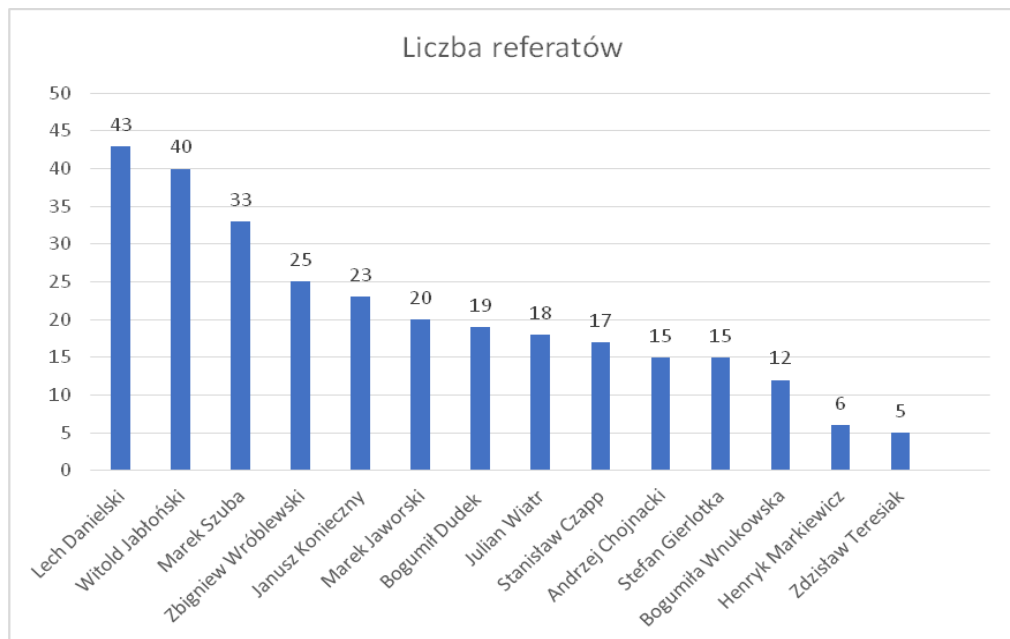
3. Komitety naukowe i organizacyjne konferencji

W ciągu ostatnich 30 lat począwszy od X konferencji w 1995 r. do komitetu naukowo-organizacyjnego konferencji należeli:

Prof. dr hab.inż. Zdzisław Teresiak,
Prof. dr hab. inż. Marian Sobierajski,
Prof. dr hab. inż. Bohdan Synal,
Prof. dr hab. inż. Zbigniew Wróblewski,
Prof. dr hab. inż. Henryk Markiewicz,
Prof. dr hab. inż. Eugeniusz Rosołowski,
Prof. dr hab. inż. Jan Iżykowski,
Dr hab. inż. Marcin Habrych, prof. uczelni
Dr inż. Marek Szuba,
Dr inż. Lech Danielski,
Dr inż. Witold Jabłoński,
Dr inż. Robert Kudła,
Dr inż. Ryszard Zacirka,
Dr inż. Marek Jaworski,
Dr inż. Janusz Konieczny.

Sekretarzem naukowym konferencji od VI do XII w roku 1999 był dr inż. Jan Masny. Był on jednocześnie osobą odpowiedzialną za redakcję materiałów konferencyjnych oraz tłumaczenie referatów z języka niemieckiego i rosyjskiego. Jan Masny zmarł nagle w lipcu 1999 r. w trakcie intensywnych prac i przygotowań do XII Międzynarodowej Konferencji „Bezpieczeństwo elektryczne”. Do roku 2001 kiedy konferencja była traktowana jako międzynarodowa w skład członków honorowych komitetu wchodziło wielu naukowców z takich krajów jak: Rosja, Niemcy, Austria, Bułgaria, USA. Referaty pisali między innymi: Gottfried Biegelmaier, Marko Markov, Jurgen Kupfer oraz szereg polskich naukowców: Edward Anderson, Zdobysław Flisowski, Stefan Gierlotka, Włodzimierz Korniluk, Brunon Lejdy, Edward Musiał, Andrzej Sowa i wielu innych, których nie sposób wymienić. Od roku 2003 (XIV konferencji) osobą odpowiedzialną za organizację konferencji Elsaf oraz opracowanie materiałów konferencyjnych jest autor referatu Marek Jaworski.

W ciągu ostatnich 30 lat autorem największej ilości referatów wygłoszonych podczas 14 edycji konferencji poświęconych bezpieczeństwu elektrycznemu był dr inż. Lech Danielski (43 referaty), na drugim miejscu znajduje się dr inż. Witold Jabłoński z 40 referatami, na miejscu trzecim podium zamyka dr inż. Marek Szuba z 33 referatami. Liczbę referatów różnych autorów na konferencjach od X do XXIV przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Autorzy największej liczby referatów
zaprezentowanych podczas konferencji Bezpieczeństwo Elektryczne

Na szczególne wyróżnienie zasługuje Pan Stefan Gierlotka, który brał udział w każdej konferencji od X do XXIV i wygłosił podczas obrad 15 referatów. Kolejnym stałym uczestnikiem naszych konferencji jest Pan Stanisław Czapp, który przyjeżdża od roku 2003, przygotował i wygłosił 17 referatów, Pan Julian Wiatr, który od roku 2005 wygłosił 18 referatów, Pan Bogumił Dudek, który od roku 2009 wygłosił 19 referatów oraz Pan Andrzej Chojnacki, który od 2011 roku przygotował 15 referatów. To między innymi dzięki takim osobom nasza konferencja przetrwała tyle lat, zawsze cieszyła się i nadal cieszy dużym zainteresowaniem wśród inżynierów elektryków, zajmujących się zagadnieniami bezpiecznej pracy przy urządzeniach elektrycznych.

4. Patronat konferencji

X Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna „Ochrona przeciwporażeniowa w urządzeniach elektrycznych” zorganizowana była w 1995 r. co zbiegło się z jubileuszem 50-lecia Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej oraz 50-lecia Oddziału Wrocławskiego SEP. To właśnie Oddział Wrocławski Stowarzyszenia Elektryków Polskich oraz Polski Komitet Ochrony przed Zagrożeniami Elektrycznymi byli patronami X konferencji.

Patronem honorowym XI konferencji był Minister Pracy i Polityki Socjalnej prof. Tadeusz Zieliński, XII konferencja odbyła się pod patronatem Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. XIII i XIV konferencja odbyła się, oprócz wymienionych wcześniej organizacji, pod patronatem Komitetu Elektrotechniki Polskiej Akademii Nauk. Od roku 2005 czyli XV konferencji Elsaf do XXV konferencji patronami honorowymi są: Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział we Wrocławiu oraz Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Od kilku lat patronem medialnym naszej konferencji jest czasopismo ElektroInfo.

5. Imprezy towarzyszące

Konferencje o bezpieczeństwie elektrycznym były zawsze miejscem spotkań ludzi nauki i przemysłu, którzy mogli wymienić swoje doświadczenia, pomysły oraz wiedzę nie tylko podczas obrad, ale również w kuluarach oraz podczas imprez towarzyszących, bankietów czy wycieczek. Konferencje w latach 1995–2005 odbywały się we Wrocławiu w gmachu głównym Politechniki Wrocławskiej. Spotkania towarzyskie organizowane były w restauracji hotelu Polonia. W latach 2007–2017 miejscem konferencji był ośrodek konferencyjno-szkoleniowy Radość w Szklarskiej Porębie. Podczas każdej z konferencji tam organizowanej uczestnicy mogli brać udział w wycieczkach. W roku 2007 byliśmy na Szrenicy, w roku 2009 zwiedzaliśmy Park Miniatur w Kowarach, w 2011 r. byliśmy w Czechach na zwiedzaniu zamku we Frydlandzie. W roku 2013 zorganizowaliśmy wycieczkę po górach Izerskich, w 2015 r. pojechaliśmy do zamku Czocha oraz elektrowni wodnej w Leśnej, dwa lata później zwiedziliśmy zamek Chojnik. Od roku 2019 miejscem konferencji jest hotel Artus w Karpaczu. Podczas trzech ostatnich konferencji tam organizowanych uczestnicy byli na Śnieżce oraz innych trasach górskich Karkonoszy.

6. Podziękowania

W obecnym roku odbywa się XXV Konferencja Naukowo-Techniczna „Bezpieczeństwo Elektryczne” ELSAF 2025. Obchodzimy więc jubileusz. Z tego powodu jako autor niniejszego referatu oraz osoba odpowiedzialna za organizację tych konferencji chciałbym serdecznie podziękować wszystkim autorom referatów, uczestnikom naszych konferencji, dyrektorom Instytutu Energoelektryki, kierownikom Katedry Energoelektryki, patronom honorowym naszej konferencji oraz wszystkim moim kolegom i koleżankom za pomoc w organizowaniu co dwa lata tak ważnej dla nas wszystkich konferencji.

WYBRANE ASPEKTY WYMAGAŃ KWALIFIKACYJNYCH W ENERGETYCE

Zgodnie z wymogami polskich przepisów energetycznych osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń instalacji i sieci energetycznych obowiązane są posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne. Wraz z upływem czasu zmieniały się minimalne oczekiwania w zakresie przygotowania zawodowego oraz doświadczenia niezbędnego do bezpiecznego i racjonalnego wykonywania czynności przy użytkowaniu urządzeń energetycznych.

W artykule przedstawione najważniejsze wymagania kwalifikacyjne zawarte w przepisach dotyczących oczekiwań oraz zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji służb energetycznych, funkcjonujących od lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku do chwili obecnej.

1. Wprowadzenie

Początkowo zagadnieniom kwalifikacji energetycznych poświęcone były tak zwane taryfikatory kwalifikacyjne, a następnie przepisy technicznej eksploatacji urządzeń elektrycznych w zakładach przemysłowych oraz przepisy eksploatacji elektrowni i sieci.

Z dniem 1 lipca 1960 r. wprowadzono w jednostkach podległych Zjednoczeniu Energetyki do użytku służbowego w charakterze przepisów obowiązujących „Przepisy eksploatacji elektrowni i sieci” [1], zgodnie z którymi pracownicy zatrudnieni przy eksploatacji urządzeń elektrycznych zależnie od posiadanych kwalifikacji zawodowych i stażu pracy podzieleni zostali na 5 grup kwalifikacyjnych. I grupę kwalifikacyjną przyznawał główny inżynier zakładu na wniosek szkolącego po przejściu przez pracownika przeszkolenia na stanowisku roboczym. Grupy kwalifikacyjne od II do V przyznawane były przez komisję po złożeniu egzaminu. Okresowym egzaminom przed komisją podlegali:

- a) pracownicy zatrudnieni przy urządzeniach elektrycznych, którzy posiadali:
 - grupę kwalifikacyjną II i III – co dwa lata,
 - grupę kwalifikacyjną IV – corocznie,
 - grupę kwalifikacyjną V – co trzy lata;
- b) pracownicy zatrudnieni przy urządzeniach nieelektrycznych lub I grupę kwalifikacyjną, w terminach ustalonych przez głównego inżyniera zakładu;

- c) poza kolejnością – pracownicy, którzy w sposób rażący dopuścili się naruszenia przepisów bezpieczeństwa pracy lub eksploatacji.

Poniżej podano grupy kwalifikacyjne.

I grupę kwalifikacyjną mogli otrzymać:

- a) pracownicy stykający się tylko sporadycznie (z tytułu swojej pracy) z urządzeniami elektrycznymi;
- b) sprzątacze przy urządzeniach elektrycznych;
- c) uczniowie przy urządzeniach elektrycznych;
- d) pomocnicy elektromonterów z praktyką krótszą niż 3 miesiące, którzy posiadają podstawowe wiadomości dotyczące zachowania się przy urządzeniach elektrycznych nabyte podczas ogólnego przeszkolenia.

II grupę kwalifikacyjną mogą otrzymać:

- a) elektromonterzy z praktyką co najmniej 6-miesięczną w I grupie kwalifikacyjnej;
- b) inżynierowie i technicy z praktyką przy urządzeniach elektrycznych z co najmniej 3-miesięczną, którzy wykazują się:
 - podstawowymi wiadomościami z dziedziny elektrotechniki i znajomością budowy i wyposażenia urządzeń elektrycznych,
 - znajomością ogólnych przepisów bezpieczeństwa pracy, a w szczególności przepisów o organizacji pracy przy urządzeniach elektrycznych,
 - znajomością przepisów eksploatacyjnych oraz instrukcji dotyczących obsługiwanych urządzeń,
 - umiejętnością sprawowania nadzoru nad pracującymi przy urządzeniach elektrycznych,
 - praktyczną znajomością sposobów udzielania pierwszej pomocy w przypadku porażenia prądem elektrycznym.

III grupę kwalifikacyjną mogą otrzymać:

- a) elektromonterzy z praktyką co najmniej 6-miesięczną w II grupie kwalifikacyjnej;
- b) inżynierowie i technicy z praktyką przy urządzeniach elektrycznych co najmniej 3-miesięczną, którzy wykazują się:
 - podstawowymi wiadomościami z dziedziny elektrotechniki i znajomością budowy i wyposażenia urządzeń elektrycznych,
 - znajomością ogólnych przepisów bezpieczeństwa pracy, a w szczególności przepisów o organizacji pracy przy urządzeniach elektrycznych,
 - znajomością przepisów eksploatacyjnych oraz instrukcji dotyczących obsługiwanych urządzeń,
 - umiejętnością sprawowania nadzoru nad pracującymi przy urządzeniach elektrycznych,
 - praktyczną znajomością sposobów udzielania pierwszej pomocy w przypadku porażenia prądem elektrycznym.

IV grupę kwalifikacyjną mogą otrzymać:

- a) elektromonterzy kierujący pracami brygad z praktyką co najmniej roczną w grupie III;
- b) inżynierowie i technicy z praktyką co najmniej 6-miesięczną w grupie III, którzy wykazą się:
 - wiadomościami wymaganymi w grupie III,
 - znajomością elektrotechniki w zakresie co najmniej szkoły zawodowej,
 - znajomością urządzeń i układów połączeń na swoim odcinku pracy,
 - umiejętnością organizacji pracy, stosowania postanowień przepisów oraz nadzorowania w miejscu pracy.

V grupę kwalifikacyjną mogą otrzymać:

- a) mistrzowie i technicy z praktyką co najmniej roczną w grupie IV;
- b) inżynierowie z praktyką co najmniej 6-miesięczną w grupie IV;
- c) inżynierowie zajmujący kierownicze stanowiska (główny inżynier, jego zastępca, dyspozytor mocy, kierownicy oddziałów elektrycznych, dyżurni ruchu, dyspozytorzy ruchu, którzy wykazą się:
 - wiadomościami wymaganymi w grupie IV,
 - znajomością elektrotechniki w zakresie co najmniej średniej szkoły technicznej,
 - dokładną znajomością przepisów budowy, eksploatacji urządzeń elektrycznych oraz instrukcji,
 - zdolnością wyjaśniania przepisów i prawidłowego ich stosowania,
 - wiadomościami dotyczącymi bezpiecznego zachowania się przy urządzeniach elektrycznych.

2. Wymagania kwalifikacyjne zawarte w wybranych przepisach

Do ustawy z 30 maja 1962 r. o gospodarce paliwowo-energetycznej [13] ukazały się trzy przepisy wykonawcze dotyczące kwalifikacji zawodowych, które weszły w życie po upływie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia. Pierwszy z nich – Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 20 sierpnia 1965 r. (Dz.U. 1965 Nr 38, poz. 240) [2] – dotyczył pracowników zakładów przemysłowych i usługowych prowadzących bezpośrednią eksploatację urządzeń energetycznych. Zgodnie z tym przepisem obsługę urządzeń podanych w rozporządzeniu mogły prowadzić osoby posiadające zaświadczenie kwalifikacyjne serii „O”, wydane w wyniku pozytywnie zdanego egzaminu przed komisją egzaminacyjną.

Tego typu uprawnienia mogły uzyskać osoby spełniające następujące wymagania w zakresie wykształcenia i stażu pracy zawodowej, posiadające co najmniej:

- a) świadectwo ukończenia odpowiedniej średniej szkoły zawodowej oraz dowód odbycia wymaganego stażu pracy, a ponadto dowód odbycia co najmniej jed-

nomiesięcznej praktyki pod kierunkiem doświadczonego pracownika przy prowadzeniu eksploatacji urządzenia energetycznego odpowiedniej grupy lub

- b) świadectwo ukończenia odpowiedniej zasadniczej szkoły zawodowej lub równorzędnej oraz dowód odbycia wymaganego stażu pracy, a ponadto dowód odbycia co najmniej trzymiesięcznej praktyki pod kierunkiem doświadczonego pracownika przy prowadzeniu eksploatacji urządzenia energetycznego odpowiedniej grupy, lub
- c) świadectwo robotnika wykwalifikowanego w odpowiednim zawodzie oraz dowód odbycia co najmniej sześciomiesięcznej praktyki pod kierunkiem doświadczonego pracownika przy prowadzeniu eksploatacji urządzenia energetycznego odpowiedniej grupy.

Drugi akt prawny, dotyczył kwalifikacji osób wykonujących usługi w zakresie konserwacji i napraw urządzeń energetycznych oraz trybu i zasad ich stwierdzania, było Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 20 sierpnia 1965 r. (Dz.U. 1965 Nr 38, poz. 239) [3].

Zgodnie z tym przepisem osoby wykonujące określone usługi w zakresie konserwacji i napraw powinny były posiadać uprawnienia typu „U” wydane w wyniku pozytywnie zdanego egzaminu przed komisją egzaminacyjną. Zaświadczenia tego typu mogły uzyskać osoby spełniające następujące wymagania w zakresie wykształcenia i stażu pracy zawodowej, posiadające co najmniej:

- a) świadectwo ukończenia odpowiedniej średniej szkoły zawodowej, dowód odbycia wymaganego stażu pracy, a ponadto dowód odbycia co najmniej półrocznej pracy przy prowadzeniu eksploatacji odpowiednich urządzeń pod kierunkiem uprawnionych pracowników lub
- b) świadectwo ukończenia odpowiedniej zasadniczej szkoły zawodowej lub równorzędnej oraz dowód odbycia wymaganego stażu pracy, a ponadto dowód odbycia co najmniej dwuletniej pracy przy prowadzeniu eksploatacji odpowiednich urządzeń pod kierunkiem uprawnionych pracowników, lub
- c) świadectwo robotnika wykwalifikowanego w odpowiednim zawodzie lub tytuł czeladnika oraz dowód odbycia co najmniej trzyletniej pracy pod kierunkiem uprawnionych pracowników.

Sprawom dotyczącym kwalifikacji osób sprawujących kierownictwo i dozór nad eksploatacją urządzeń energetycznych poświęcone zostało trzecie Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 20 sierpnia 1965 r. (Dz.U. 1965 Nr 38, poz. 238) [4].

Od osób sprawujących kierownictwo i dozór nad urządzeniami energetycznymi wymagano potwierdzenia kwalifikacji zawodowych przez zdobycie odpowiednich zaświadczeń. Przykładowo na stanowiskach kierownika działu głównego energetyka czy głównego mechanika kandydaci musieli przedstawić dowód ukończenia odpowiedniej wyższej lub średniej szkoły technicznej i odbycia wymaganego stażu pracy zawodowej.

Przykładowe minimalne wymagania stawiane kandydatom na stanowiska dozoru to:

- a) dyplom magistra inżyniera lub inżyniera odpowiedniej specjalności oraz dowód odbycia co najmniej rocznej pracy przy eksploatacji pracownika przy prowadzeniu eksploatacji urządzenia energetycznego odpowiedniej grupy, lub
- b) świadectwo ukończenia średniej szkoły technicznej odpowiedniej specjalności lub dyplom mistrza w zawodzie oraz dowód odbycia dla techników co najmniej trzyletniej, a mistrzów – pięcioletniej pracy przy prowadzeniu eksploatacji lub naprawach odpowiednich urządzeń energetycznych danej grupy.

Sprawdzenie znajomości przepisów na podstawie egzaminu podlegało powtórzeniu w zakresie urządzeń elektroenergetycznych – okresowo co 3 lata dla osób na stanowiskach dozoru i co 2 lata dla osób zajmujących się obsługą i usług [2]–[4].

Kolejnym aktem prawnym regulującym sprawy kwalifikacji było Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 4 maja 1973 r. (Dz.U. 1973 nr 19, poz. 113) w sprawie kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń energetycznych [5].

Przepis ten określał:

- a) kwalifikacje osób wykonujących usługi w zakresie konserwacji i naprawy urządzeń energetycznych oraz tryb i zasady stwierdzania tych kwalifikacji,
- b) wykaz stanowisk i kwalifikacji osób obsługujących urządzenia energetyczne oraz tryb i zasady stwierdzania tych kwalifikacji.

Rozporządzenie podawało też minimalne wymagania w zakresie stażu pracy i wykształcenia:

- a) świadectwo robotnika wykwalifikowanego w zawodzie odpowiadającym pracy przy określonych urządzeniach energetycznych oraz dowód odbycia co najmniej przez 1 rok pracy zawodowej przy określonych urządzeniach energetycznych pod kierunkiem uprawnionych w tym zakresie osób, lub
- b) świadectwo czeladnicze w zawodzie odpowiadającym pracy przy określonych urządzeniach energetycznych oraz dowód odbycia co najmniej przez 1 rok pracy zawodowej przy określonych urządzeniach energetycznych pod kierunkiem uprawnionych w tym zakresie osób, lub
- c) świadectwo ukończenia odpowiedniej zasadniczej szkoły zawodowej lub równorzędnej bądź co najmniej 3 lata nauki w odpowiedniej średniej szkole zawodowej oraz co najmniej przez 1 rok pracy zawodowej przy określonych urządzeniach energetycznych pod kierunkiem uprawnionych w tym zakresie osób, lub
- d) tytuł kwalifikacyjny mistrza w zawodzie odpowiadającym pracy przy określonych urządzeniach energetycznych lub
- e) świadectwo ukończenia odpowiedniej średniej szkoły zawodowej bądź co najmniej 3 lata nauki w odpowiedniej szkole wyższej oraz co najmniej 6 miesięcy pracy zawodowej przy określonych urządzeniach energetycznych pod kierunkiem uprawnionych w tym zakresie osób.

Wydane na podstawie tego przepisu zaświadczenia kwalifikacyjne zachowywały swoją ważność przez okres 5 lat.

Nowe podejście do spraw związanych z kwalifikacjami wprowadziło Zarządzenie Ministra Przemysłu z dnia 15 marca 1989 r. w sprawie dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych (Monitor Polski z 1989 r. Nr 8, poz. 75) [6]. Uprawnienia musieli posiadać zarówno pracownicy kierownictwa, dozoru, jak i eksploatacji, wykonujący w ramach czynności służbowych prace w zakresie: obsługi, konserwacji, napraw, montażu i prac kontrolno-pomiarowych.

Wydane na podstawie tego przepisu zaświadczenia kwalifikacyjne zachowywały swoją ważność przez 5 lat.

Lata dziewięćdziesiąte przynoszą uregulowania prawne powstałe w podstawie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042) [14]. W dniu 16 marca 1998 r. ukazało się Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzanie kwalifikacji (Dz.U. Nr 59, poz. 377) [7]. Rozporządzenie to określało:

- a) wymagania kwalifikacyjne dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz tryb stwierdzania tych kwalifikacji;
- b) rodzaje urządzeń, instalacji i sieci, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji;
- c) jednostki organizacyjne, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne;
- d) wysokość opłat za sprawdzanie kwalifikacji.

Autorzy tego rozporządzenia uznali, że nie jest konieczne definiowanie oraz podawanie jakichkolwiek minimalnych wymagań w zakresie stażu pracy i wykształcenia, uznając to prawdopodobnie za mało istotne. Niestety spowodowało to niewłaściwe interpretacje tego faktu oraz „ciche przyzwolenie” na zdobywanie świadectw kwalifikacyjnych przez osoby nieposiadające odpowiedniego przygotowania oraz doświadczenia zawodowego koniecznych do wykonywania określonego zawodu. Trudno było więc w takich sytuacjach wymagać od ludzi, aby stosowali podstawowe aktualne zasoby wiadomości z zakresu techniki oraz rozwiązania techniczne sprawdzone w praktyce, określane popularnie terminem „wiedzy technicznej”. Zgodnie z tym przepisem sprawdzenie wymagań kwalifikacyjnych powtarzało się okresowo co 5 lat.

Istotnych zmian w podejściu do tego zagadnienia nie zawierały także trzy kolejne rozporządzenia dotyczące kwalifikacji:

- a) Ministra Gospodarki z dnia 20 stycznia 2000 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją

urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne, oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz.U. 2000 Nr 15, poz. 187) [8];

- b) Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. 2003 nr 89, poz. 828) [9];
- c) Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 lipca 2005 r., zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. 2005 Nr 141, poz. 1189) [10].

Cytowane wyżej rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r., obowiązujące od 21 czerwca 2003 r., wprowadziło po raz pierwszy w powojennej historii naszego kraju zasadę odstąpienia od konieczności okresowego sprawdzania kwalifikacji. Fakt ten został przyjęty przez większość pracowników służb energetycznych z dużym zadowoleniem i entuzjazmem, spowodował jednak nasilone protesty stowarzyszeń naukowo-technicznych, obawiających się znacznego obniżenia stanu wiedzy technicznej. Eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci mogły się zajmować osoby, które spełniały wymagania kwalifikacyjne dla następujących rodzajów prac i stanowisk pracy:

- a) eksploatacji;
- b) dozoru.

Świadectwa kwalifikacyjne wydane w oparciu o w/w przepis jako bezterminowe straciły swoją ważność 3 maja 2010 r.

Kolejnym aktem prawnym regulującym sprawy kwalifikacji jest Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 1 lipca 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz. U 2022 poz. 1392) [11].

Rozporządzenie określa szczegółowe zasady stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji, w szczególności:

- a) rodzaje prac, stanowisk oraz urządzeń, instalacji lub sieci, dla których jest wymagane świadectwo kwalifikacyjne do wykonywania czynności związanych z ich eksploatacją;
- b) zakres wiedzy teoretycznej i praktycznej niezbędnej do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci;
- c) skład komisji kwalifikacyjnych oraz wymagania dla przewodniczącego, zastępcy i członków komisji kwalifikacyjnych ze względu na stanowisko pracy, zakres

czynności i grupy urządzeń, instalacji i sieci, na których wykonywane są czynności przez osoby, których kwalifikacje sprawdza ta komisja;

- d) tryb przeprowadzania egzaminu przez komisję kwalifikacyjną;
- e) sposób wnoszenia opłaty za sprawdzenie kwalifikacji i jej wysokość;
- f) warunki i sposób gromadzenia przez komisje kwalifikacyjne dokumentacji z postępowania w sprawie sprawdzania kwalifikacji;
- g) wzór świadectwa kwalifikacyjnego.

Świadectwa kwalifikacyjne były wymagane dla dwóch rodzajów prac i stanowisk w zakresie:

- a) eksploatacji – do których zalicza się stanowiska osób wykonujących prace dotyczące obsługi, konserwacji, remontu, naprawy, montażu lub demontażu i czynności kontrolno-pomiarowych;
- b) dozoru.

Osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, w celu uzyskania potwierdzenia posiadanych kwalifikacji, wykazują się wiedzą teoretyczną i praktyczną w zakresie:

- 1) na stanowiskach eksploatacji:
 - a) zasad budowy, działania oraz warunków technicznych obsługi urządzeń, instalacji i sieci,
 - b) zasad eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,
 - c) zasad i warunków wykonywania prac dotyczących obsługi, konserwacji, remontu, naprawy, montażu lub demontażu i czynności kontrolno-pomiarowych,
 - d) zasad bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej oraz udzielania pierwszej pomocy,
 - e) zasad postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa obsługi urządzeń lub zagrożenia życia, zdrowia i ochrony środowiska;
- 2) na stanowiskach dozoru:
 - a) przepisów dotyczących przyłączania urządzeń i instalacji do sieci, dostarczania paliw i energii, prowadzenia ruchu i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci,
 - b) przepisów i zasad postępowania przy programowaniu pracy urządzeń, instalacji i sieci, z uwzględnieniem zasad racjonalnego użytkowania paliw i energii,
 - c) przepisów dotyczących eksploatacji oraz wymagań w zakresie prowadzenia dokumentacji technicznej i eksploatacyjnej urządzeń, instalacji i sieci,
 - d) przepisów dotyczących budowy urządzeń, instalacji i sieci oraz norm i warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać te urządzenia, instalacje i sieci,
 - e) zasad postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa obsługi urządzeń lub zagrożenia życia, zdrowia i ochrony środowiska,
 - f) przepisów dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej, z uwzględnieniem zasad udzielania pierwszej pomocy, oraz wymagań ochrony środowiska,

- g) zasad postępowania w razie awarii, pożaru lub innego zagrożenia bezpieczeństwa ruchu urządzeń przyłączonych do sieci,
- h) zasad dysponowania mocą urządzeń i instalacji przyłączonych do sieci,
- i) zasad i warunków wykonywania prac dotyczących obsługi, konserwacji, remontu, montażu oraz czynności kontrolno-pomiarowych.

Dokumentami potwierdzającymi posiadanie wiedzy są:

- a) świadectwo lub dyplom potwierdzające uzyskanie tytułu zawodowego,
- b) świadectwo potwierdzające kwalifikację w zawodzie lub dyplom potwierdzający kwalifikacje zawodowe,
- c) certyfikat kwalifikacji zawodowej lub dyplom zawodowy,
- d) świadectwo czeladnicze lub dyplom mistrzowski – w zawodach, w których nauczanie obejmuje treści związane z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci.

Posiadanie wiedzy mogą również potwierdzić:

- a) świadectwo ukończenia szkoły prowadzącej kształcenie w zawodzie, które obejmuje treści nauczania związane z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci;
- b) zaświadczenie o przebiegu nauczania wydane przez szkołę, potwierdzające kształcenie w zawodzie, które obejmuje treści nauczania związane z eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci;
- c) zaświadczenie wystawione przez pracodawcę, potwierdzające doświadczenie zawodowe i staż pracy umożliwiające nabycie umiejętności związanych z wykonywaniem prac eksploatacyjnych urządzeń, instalacji i sieci;
- d) zaświadczenie wystawione przez kierownika komórki organizacyjnej urzędu obsługującego Ministra Obrony Narodowej lub jednostki organizacyjnej podległej Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowanej, potwierdzające doświadczenie zawodowe i staż pracy umożliwiające nabycie umiejętności związanych z wykonywaniem prac eksploatacyjnych urządzeń techniki wojсковej lub uzbrojenia.

3. Podsumowanie i uwagi końcowe

Wymagania kwalifikacyjne stawiane osobom eksploatującym urządzenia, instalacje i sieci energetyczne zmieniały się w analizowanym okresie wielokrotnie. Rozwój postępu technicznego i nowych technologii pociągał zawsze za sobą wzrost oczekiwań stawianych pracownikom służb energetycznych. Zapewnienie odpowiedniego poziomu eksploatacji urządzeń energetycznych jest możliwe tylko wtedy, gdy pracujący przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych będą posiadali gruntowną wiedzę techniczną popartą niezbędnym doświadczeniem. Bardzo istotnym czynnikiem wpływającym na bezpieczeństwo pracy i kulturę obsługi są uczestnictwo w szkoleniach zawodowych, cykliczne doksztalcanie i doskonalenia pracowników mające na celu ich

dostosowanie do aktualnych potrzeb pracodawców, postępu technicznego i technologicznego oraz organizacyjnego.

Literatura

- [1] *Przepisy eksploatacji elektrowni i sieci*, Zjednoczenie Energetyki SEP, Warszawa 1961.
- [2] Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 20 sierpnia 1965 r. w sprawie wykazu stanowisk i kwalifikacji osób obsługujących urządzenia energetyczne (Dz.U. 1965 nr 38, poz. 240).
- [3] Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 20 sierpnia 1965 r. w sprawie kwalifikacji osób wykonujących usługi w zakresie konserwacji i naprawy urządzeń energetycznych (Dz.U. 1965 Nr 38, poz. 239).
- [4] Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 20 sierpnia 1965 r. w sprawie kwalifikacji osób sprawujących kierownictwo i dozór nad eksploatacją urządzeń energetycznych (Dz.U. 1965 Nr 38, poz. 238).
- [5] Rozporządzenie Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 4 maja 1973 r. (Dz.U. 1973 Nr 19, poz. 113) w sprawie kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji urządzeń energetycznych.
- [6] Zarządzenie Ministra Przemysłu z dnia 15 marca 1989 r. w sprawie dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych (M.P. 1989 Nr 8, poz. 75).
- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzanie kwalifikacji (Dz.U. 1998 Nr 59, poz. 377).
- [8] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 20 stycznia 2000 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci oraz trybu stwierdzania tych kwalifikacji, rodzajów instalacji i urządzeń, przy których eksploatacji wymagane jest posiadanie kwalifikacji, jednostek organizacyjnych, przy których powołuje się komisje kwalifikacyjne oraz wysokości opłat pobieranych za sprawdzenie kwalifikacji (Dz.U. 2000 Nr 15, poz. 187).
- [9] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. 2003 Nr 89, poz. 828).
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 20 lipca 2005 r., zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. 2005 Nr 141, poz. 1189).
- [11] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 1 lipca 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. 2022, poz. 1392).
- [12] Jasiński W., *Kwalifikacje służb energetycznych*, Elektroinfo, 2006, nr 7–8, 62–66.
- [13] Ustawa z dnia 30 maja 1962 r. o gospodarce paliwowo-energetycznej (Dz.U. 1962 Nr 32, poz. 150).
- [14] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz.U. 1997 Nr 54, poz. 348).

WIELOZNACZNOŚĆ POJĘĆ W ELEKTRYCE – NIEBEZPIECZNE ZWIĄZKI FRAZEOLÓGICZNE I PAREMIOLOGICZNE

Wieloznaczność pojęć w energetyce jak nigdy dotąd wymaga analizy słowotwórczej. Tematyka w realizowanej transformacji energetycznej jest bardzo obszerna więc do rozważań przyjęto pojęcia bezpieczeństwa, zwłaszcza bezpieczeństwa elektrycznego oraz bezpieczeństwa pracy w formule jednej z dynamicznie rozwijającej się w ostatnich latach techniki prac pod napięciem. Związki frazeologiczne i paremiologiczne tych pojęć mogą w przestrzeni publicznej i edukacji zawodowej tworzyć niebezpieczne stwierdzenia graniczące z fałszem i utrudniać porozumienie elektryków i energetyków, a konsekwencji sprzyjać wypadkom.

1. Wprowadzenie

Współczesne metody, kategorie myślenia opierają się o słowo pisane i mówione, jednak dla precyzji wypowiedzi (opisu) najczęściej odnoszenia dotyczą języka pisanego. Dodatek do bezpieczeństwa – elektryczne, które w historii konferencji ELSAF jest tytułowym wyznacznikiem już 25 edycji pozwala na przyjrzenie się funkcji BEZPIECZEŃSTWA w energetyce w jej nieco ponad stoletniej historii. Wyjaśnianie słów – ich semantyki, syntaktyki i pragmatyki – powinno się kształtować językowo mimo naporu nowomowy, korpomowy, cyberznaków, emotikonów itd.

Porozumiewanie się, komunikacja społeczna i zawodowa jest bardzo ważna, mimo zmieniającej się wrażliwości na nią trzech generacji: X (urodzeni w PRL), Y (tzw. milenialsi) oraz Z („cyfrowi tubylcy” urodzeni po 1997 roku). Korpomowa powinna być wyraźnym sygnałem do zwrócenia uwagi na sposoby, praktykę uczenia się pisania instrukcji ogólnych, technologicznych i stanowiskowych w sensie zrozumienia opisu rzeczywistości (np. budowy i funkcjonalności). Umniejsza się rola pisanych czasopism, a wydawnictwa elektroniczne ciągle zbyt słabo są recenzowane, Internet i media społecznościowe oraz początki językowe AI zapewne tworzą nowe zjawiska wpływające na nawyki językowe – być może dobre, jak i złe typu – mowa nienawiści.

Przykładowo „*Fidbek od kastomera naszpikowany był grin pointami i dostaliśmy approval na riklesta.*” – to zjawisko zróżnicowania percepcji człowieka w zależności nie tylko od jego wykształcenia ale i (o zgrozo!) od wieku. Nawet podczas edukacji

powstaje problem językowy i nie nadgoni tego nawet znakomita komunikacja pozawerbalna. Nie lekceważenie problematyki edukacji dorosłych – andragogiki – w energetyce w ostatnich latach zmierza się także z nowym zjawiskiem świadczenia pracy specjalistycznej za granicą. Zatem kumulacja wieloznaczności wielu pojęć w języku polskim spotyka się z podobnym problemem w obcych językach. Francuska mowa salonowa, polskie „mówienie wierszem”, czarny humor angielski to zjawiska kulturowe o różnym czasie trwania i potrzeby kształtowania.

Warto dodać że dostrzegając problemy porozumiewania się nawet z Polakami za granicą (szacuje się ich liczbę na 20 mln) w 2022 roku powołano do życia Instytut Rozwoju Języka Polskiego im. Św. Maksymiliana Marii Kolbego z siedzibą w Warszawie. Zatem Patron Energetyków, Elektryków i Elektroników będzie zapewne wspomagał trudy lingwistyczne obszarów technicznych z elektryką na czele. Zadania Instytutu obejmują: wspieranie kultuwowania polskiej tradycji i wartości języka polskiego, jako ojczystego oraz wzmacnianie współpracy między Polonią i Polakami zamieszkałymi za granicą a podmiotami działającymi w kraju i za granicą, w szczególności w dziedzinie edukacji i nauki; współpraca z uczelniami, instytucjami publicznymi, stowarzyszeniami, fundacjami, organizacjami i innymi podmiotami działającymi w Rzeczypospolitej Polskiej i poza nią na rzecz rozwoju języka polskiego za granicą. W obszarach techniki niewykluczona rola SEP – Akademia Inżynierska, która od wielu lat integruje środowisko polskich inżynierów rozproszonych po całym świecie.

2. Do rzeczy samej...

Kształtująca się przez ponad 100 lat elektryka aktualnie poddawana jest dostosowywaniu jej tradycyjnych pojęć do terminów niezbędnych w transformacji energetycznej.

Interdyscyplinarność, złożoność procesów technologicznych związanych z nowymi źródłami energii, geopolityka i komunikacja społeczna związana z zasobami energetycznymi, sztuczna inteligencja i cyberbezpieczeństwo wkraczające w systemy zarządcze, współczesna nauka i gospodarka wyznaczająca kierunki pozyskiwania energii, transhumanizm, językoznawstwo i tłumaczenia tekstów technicznych, kultura i bezpieczeństwo w życiu elektryków – to niektóre z ważnych aspektów w których powinna panować poprawność językowa.

Przykłady: płynięcia pod prąd i z prądem, elektryka prąd nie tyka, po pierwsze gospodarka, zielona energia i biały wodór, elektroprosumeryzm, kindynika, paradygmaty, greenwashing, off-shore, pończochy i żabki, sieć i węzły, sigma, riz i skibidi; skróty: VR, AI, PV, AC/DC, fr/FR i symbole graficzne schematów składają się na „widowisko” semantyczne, syntaktyczne i pragmatyczne.

Wartość indywidualna i cywilizacyjna wielu pojęć podlega ewolucji. Rozważmy kilka przykładów związanych z tematyką konferencji ELSAF.

3. Bezpieczeństwo jako takie

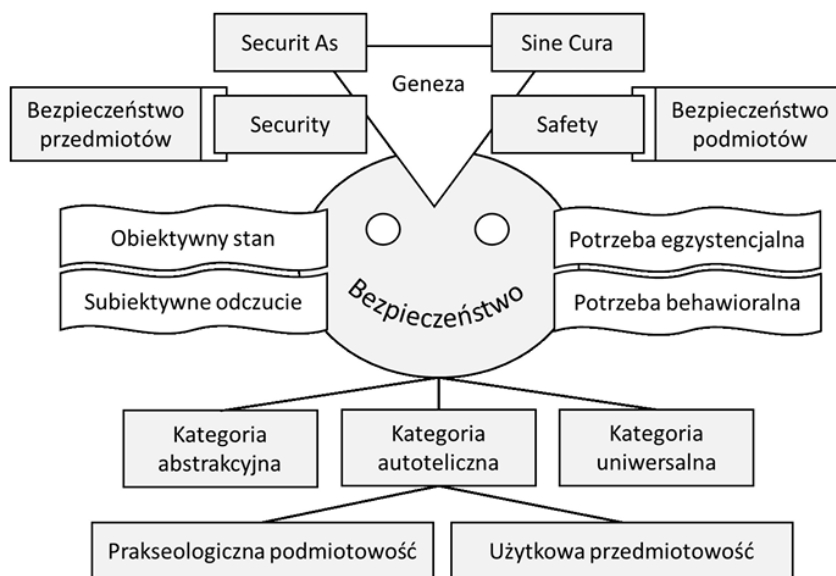
Badacze są zgodni co do tego, iż pojęcie bezpieczeństwo jest wykorzystywane w wielu dziedzinach wiedzy opisujących zarówno rzeczywistość, w której człowiek żyje, jak i funkcjonowanie człowieka. Jak wiele innych pojęć stosowanych w języku polskim jest zjawiskiem wieloznacznym i w zależności od obszaru analiz czy dziedziny wiedzy jest różnie rozumiane, doświadczamy tego także w energetyce. Dodatkowo występuje także w połączeniu z innymi pojęciami i w ten sposób uzyskuje kolejne konteksty znaczeniowe. Prowadzi do wielkiej ich różnorodności oraz do braku jednoznaczności w rozumieniu bezpieczeństwa – największy rozdźwięk ostatnich lat występuje między bezpieczeństwem narodowym – bezpieczeństwem energetycznym – bezpieczeństwem elektrycznym i infrastrukturą krytyczną.

Pojęcie bezpieczeństwo (łac. *securita, securitatis*) wywodzi się z określenia stanu „bez pieczy”, „bez troski” (łac. *sine cura*), czyli takiej sytuacji, w której występuje brak zagrożeń, bądź sytuacji, w której można skutecznie przeciwstawić się danemu niebezpieczeństwu. Analiza literatury przedmiotu pozwala zauważyć, iż bezpieczeństwo można rozumieć w różny sposób – jako cechę, jako stan bycia bezpiecznym lub jako wolność od zagrożeń, od strachu, niepokoju, ale także – jako pewność. Może to być także ogół środków przedsięwziętych w celu szeroko rozumianej ochrony. W innym ujęciu bezpieczeństwo to zaufanie, spokój ducha, brak obaw i zagrożeń [1].

Współcześnie termin „bezpieczeństwo” odpowiada angielskiemu określeniu *Security* i łacińskiemu *Securitas*. W kulturze anglosaskiej bezpieczeństwo jest synonimem pewności (*Safety*) i antonimem zagrożeń (*Danger*). Aktualnie w języku angielskim istnieją dwa słowa określające bezpieczeństwo *Safety* i *Security*. Termin *Safety* odnoszony jest zwyczajowo do bezpieczeństwa osób i zabezpieczenia ich podstawowych potrzeb życiowych. Termin *Security* dotyczy głównie bezpieczeństwa zasobów (w szczególności zasobów ekonomicznych, materialnych, zarządczych, a także technicznych, w tym informatycznych) przede wszystkim w aspekcie potencjalnych zagrożeń spowodowanych celową działalnością człowieka. (rys. 1) [2]

Formalnie pojęcie „bezpieczeństwo” stanowi kategorię autoteliczną, abstrakcyjną i uniwersalną, a oddzielnie używane jest głównie w teorii i w mowie potocznej. Bezpieczeństwo jako antropocentryczna kategoria uniwersalna jest „wartością nieautoteliczną, nie samą w sobie, tzn. niegodną zabiegów ze względu na nią samą, natomiast wartością wyraźnie utylitarną, użytkową, tzn. będącą środkiem do osiągnięcia innych wartości, np. zdrowia, własności itp”. Samoistnie pojęcie bezpieczeństwa, jako bezpieczeństwa abstrakcyjnego może być rozpatrywane tylko w sferze teorii, np. na gruncie filozofii, natomiast w działalności społecznej jeśli jest pozbawione punktu odniesienia formalnie operowanie nim nie ma sensu. W praktyce społecznej i w życiu codziennym termin ten zawsze występuje z określeniem wskazującym, kogo personalnie, podmiotowo lub jakiego obszaru przedmiotowo dotyczy. Realne bezpieczeństwo musi być zakotwiczone w określonej rzeczywistości społecznej (cywilizacyjnej,

technicznej, politycznej, międzynarodowej), gdyż tylko wówczas możemy mówić o jego prakseologicznej podmiotowości lub użytkowej przedmiotowości

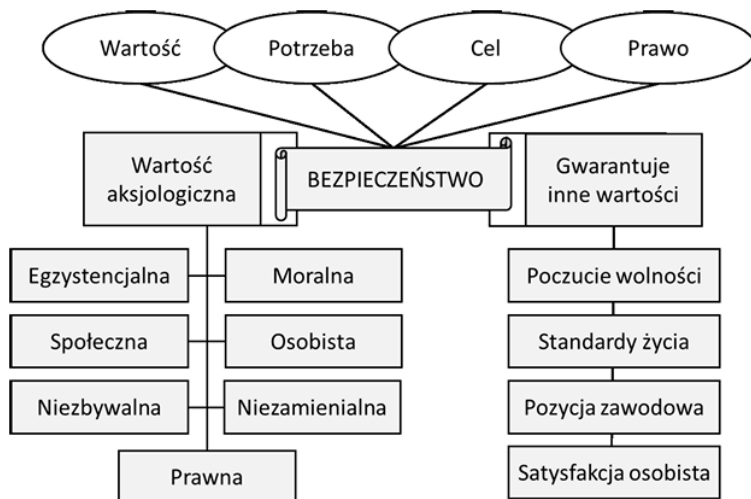


Rys. 1. Bezpieczeństwo jako uniwersalna kategoria społeczna wg [2]

Bezpieczeństwo, zgodnie z definicją i potocznym rozumieniem tego pojęcia, przez długi czas było utożsamiane ze stanem gwarantującym pewność istnienia i przetrwania. Takie rozumienie bezpieczeństwa pochodzi, między innymi, ze Słownika języka polskiego, zgodnie z którym, bezpieczeństwo oznacza stan braku zagrożenia, spokoju i pewności [2]. Podobne stanowisko reprezentują niektórzy badacze, którzy sądzą, że bezpieczeństwo to stan, w którym ryzyko wystąpienia zagrożeń jest na poziomie akceptowalnym, w tolerowanych, uzgodnionych granicach. Akceptowalnym poziomem będzie ten, który uzgodniono, np. poprzez zapisy prawa, dobre obyczaje (praktyki), zbiór przyjętych norm. Z taką sytuacją mamy do czynienia w energetyce, nieprawdaż?

Bezpieczeństwo jako uniwersalna kategoria ontologiczna jest uznawane za wartość, potrzebę, cel i prawo, a także za pożądany stan istnienia i dynamiczny punkt odniesienia. Stanowi wartość w sensie egzystencjalnym, moralnym, społecznym, osobistym oraz prawnym. Jako wartość fundamentalna zajmuje w hierarchii aksjologicznej jedno z najwyższych miejsc. Nie jest to jednak wartość autoteliczna, lecz użyteczna i instrumentalna. „Bezpieczeństwo cenimy przede wszystkim dlatego, że zapewnia i gwarantuje nam uzyskanie innych równie cennych wartości, takich jak: odpowiednie standardy życia i zdrowia, sukcesy zawodowe i satysfakcję osobistą lub stanowi środek do ich uzyskania. Jest ono niezbywalną i niezamienialną wartością każdego człowieka jako jednostki, a także cywilizowanych państw i społeczeństw i każdego prakseologicznego

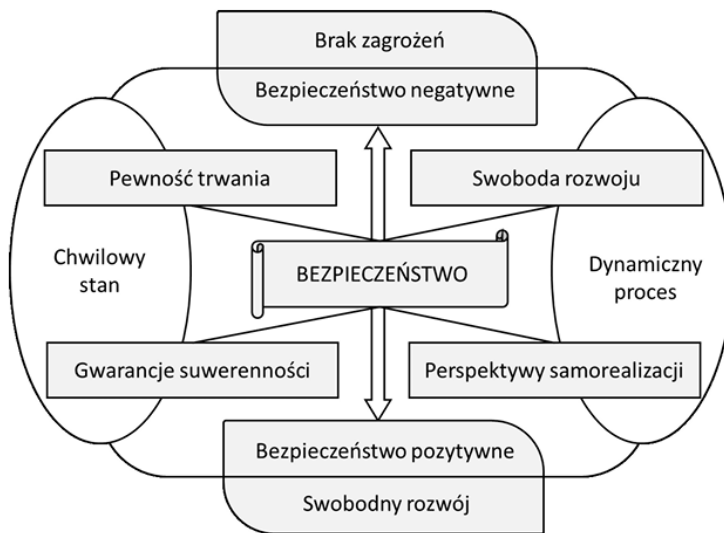
systemu działania, stanowi podstawę jego aktualnego istnienia i trwania w przyszłości”. Tradycyjnie, w znaczeniu ogólnospołecznym bezpieczeństwo obejmuje: „zabezpieczenie potrzeb: istnienia, przetrwania, pewności, stabilności, tożsamości (identyczności), niezależności, ochrony poziomu i jakości życia” (rys. 2).



Rys. 2. Ontologiczno-aksjologiczny wymiar bezpieczeństwa wg [2]

Negatywne rozumienie bezpieczeństwa, oznaczające obronę przed zagrożeniami, powinno zostać przezwyciężone, aby bezpieczeństwo „od czegoś” powinno stać się bezpieczeństwem „wobec czegoś” czy „na rzecz czegoś”, jak sprawiedliwość, pokój, wolność, dobrostan (w tym energetyczny). Tak rozumiane bezpieczeństwo nie jest zjawiskiem samym w sobie, gdyż za jego pomocą realizuje się wcześniej zakładane cele – np. transformacji energetycznej, ograniczania wypadkowości. Całość wpisuje się w nowy „pozytywny” sposób definiowania bezpieczeństwa poprzez zwrócenie uwagi na wzrost pewności, a nie alternatywne, szeroko rozpowszechnione rozumienie oparte na równoważeniu zagrożeń i słabości – szczególnie widoczne przy rozpowszechnianiu energetyki jądrowej, a obecnie energetyce odnawialnej.

Podstawowymi paradygmatami bezpieczeństwa są: gwarancje nienaruszalności trwania i suwerenności podmiotu oraz swoboda jego rozwoju i perspektywicznej samorealizacji. Bezpieczeństwo obejmuje więc zespolenie dwóch składników: zapewnienie trwania i przetrwania oraz swobodny rozwój podmiotu. Jednocześnie należy zaznaczyć, że nie są to dwa równorzędne składniki w systemie bezpieczeństwa. Zapewnienie przetrwania podmiotu stanowi podstawę bezpieczeństwa, dając możliwość fizycznego trwania i dotyczy bieżącej chwili, czyli teraźniejszości. Natomiast w pojęciu swobody rozwoju mieszczą się warunki ochrony perspektywicznych interesów danego podmiotu w pewnym realnym horyzoncie czasowym [2] i (rys. 3).



Rys. 3. Dualizm prakseologiczny bezpieczeństwa wg [2]

W ostatnim czasie (m.in. pandemia, wojna) wagi nabrały wymagania z zakresu cyberbezpieczeństwa w sektorze energii. Uwzględniają one specyfikę sektora związaną z dominacją przemysłowych systemów sterowania. Zestawiono konieczne działania organizacyjne, proceduralne i techniczne rekomendowanych do podjęcia na poziomie przedsiębiorstw (spółek) oraz metodykę przygotowywania dowodów potwierdzających spełnienie tych wymagań, ale z jednoczesnym ukrywaniem energetycznej infrastruktury krytycznej (choć nie wszystkie instalacje i sieci spełniają przecież jej kryteria).

Cyberbezpieczeństwo jest związane z zarządzaniem ryzykiem, zarządzaniem stroną trzecią, cyklem życia systemów informacyjnych, bezpieczeństwem osobowym, podnoszeniem świadomości i szkoleniami – jednak o słabej kondycji społecznej i zawodowej. Zapisy dokumentów w tej dziedzinie dotyczą również audytów bezpieczeństwa systemów informacyjnych, zachowania ciągłości działania i odbudowy, bezpieczeństwa fizycznego, bezpieczeństwa sieci łączności elektronicznej, bezpieczeństwa systemów informacyjnych, a także zgłaszania incydentów – wszystko słuszne, jak to w polityce.

4. Bezpieczeństwo energetyczne i bezpieczeństwo w energetyce

Orientację na bezpieczeństwo energetyczne możemy pozostawić (chwilowo) politykom. Bezpieczeństwo w energetyce z grubsza możemy podzielić na rozważną budowę sieci (normy, projektanci, budowniczowie) i zapewnienie jej funkcjonowania przez energetyków, elektryków i elektroników (użytkowanie, obsługa, eksploatacja, diagnostyka).

Eksploatacja to użytkowanie i obsługa urządzenia lub urządzeń. Obejmuje organizacyjne, techniczne, ekonomiczne i społeczne zagadnienia współdziałania ludzi i maszyn, urządzeń, aparatury. Podstawowym procesem w systemie eksploatacji jest ich użytkowanie. Jego efektywność zależy przede wszystkim od ich racjonalnego, efektywnego wykorzystania, ich właściwości technicznych, oszczędnego zużywania, organizacji i wydajności pracy. Właściwości techniczne, takie jak: funkcjonalność (zdolność do spełniania założonych funkcji), efektywność (wydajność), elastyczność (zdolność do realizacji wielu funkcji), stopień gotowości (trwałość i niezawodność) oraz jakość decydują o procesie użytkowania. Sposób zaopatrywania w części zmienne, serwis naprawczy decydują o prawidłowym procesie obsługi. Te procesy podlegają gruntownej przebudowie w relacjach tworzonych przez rozwój outsourcingu.

Zasady eksploatacji opracowuje się na podstawie badań naukowych, które obejmują różne zagadnienia np.: trwałość, niezawodność, ekonomika, organizacja, systemy, sprawność w odniesieniu do maszyn, urządzeń, aparatury. Eksploatacja to ciąg działań, procesów i zjawisk związanych z wykorzystaniem obiektów technicznych przez człowieka.

W procesie eksploatacji wyodrębnia się 4 rodzaje działań: użytkowanie – wykorzystywanie obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem i właściwościami, obsługiwanie – utrzymywanie obiektu w stanie sprawności technicznej oraz przywracanie wymaganych właściwości dzięki przeglądowi, naprawom, konserwacji, regulacji; zasilanie – dostarczanie do obiektu materiałów, energii, informacji; zarządzanie – planowanie i podejmowanie decyzji, organizowanie, analizowanie, zastosowanie rozwiązań AI. Specyfika eksploatacji urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych rozdziela/wiąże procesy eksploatacyjne z utrzymaniem i prowadzeniem ruchu, przy czym w technice prac pod napięciem w sposób wielce symbiotyczny.

Klasyczne wznoszenie budowli energetycznych (np. elektrowni, linii energetycznych) pociągało za sobą konsekwencje wielowiekowego doświadczenia w bezpieczeństwie ich realizacji. Natomiast uruchamianie i prowadzenie ruchu obiektów energetycznych wymagało specjalizacji elektrycznej, które niosło nowe rodzaje zagrożeń dopiero o wiekowym rozwoju, przy czym polskie sieci elektroenergetyczne w obecnym rozumieniu to raptem powiedzmy 75 lat (budowa pierwszej linii 220 kV Śląsk – Warszawa). Początki powszechnej elektryfikacji (trwającej do początku lat 70.) niosły za sobą ogromną wypadkowość.

5. Bezpieczeństwo, BHP, wypadki

Przykładowo w 1920 r. w ówczesnym województwie śląskim rady zakładowe zaczęły wyznaczać przedstawicieli, którzy uczestniczyli w badaniu przyczyn wypadków przy pracy. Kilka lat później (w 1927 i 1928 r.) weszły w życie pierwsze akty prawne – rozporządzenia Prezydenta RP – dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy. Warto

jednak podkreślić, że już w 1919 r. Naczelnik Państwa Józef Piłsudski wydał Dekret Tymczasowy o urządzeniu i działalności Inspekcji Pracy. W lipcu 1927 r. ukazało się natomiast rozporządzenie prezydenta Ignacego Mościckiego „O Inspekcji Pracy”. Lata trzydzieste owocowały w kolejne ważne wydarzenia związane z bezpieczeństwem pracy – w grudniu 1933 r. odbył się I Zjazd Inżynierów Bezpieczeństwa Pracy, któremu towarzyszyło hasło „W służbie bezpieczeństwa pracy”, a pięć lat później kolejny – przekształcony w Kongres Bezpieczeństwa Pracy.

Oficjalnie Służba BHP w Polsce została powołana jednak dopiero 1 sierpnia 1953 r. uchwałą Rządu nakładającą na zakłady pracy obowiązek tworzenia służb bezpieczeństwa i higieny pracy. Uchwała ta weszła w życie 19 września 1953 r. – właśnie dlatego 19 września został kilkadziesiąt lat później ustanowiony Dniem Pracownika Służby BHP [3].

Na bazie polskich ustaw od lat 50. ub. wieku kształtowały rozporządzenia BHP i wydawane na ich podstawie Instrukcje organizacji bezpiecznej pracy w energetyce i mniej więcej ten stan trwa do dzisiaj.

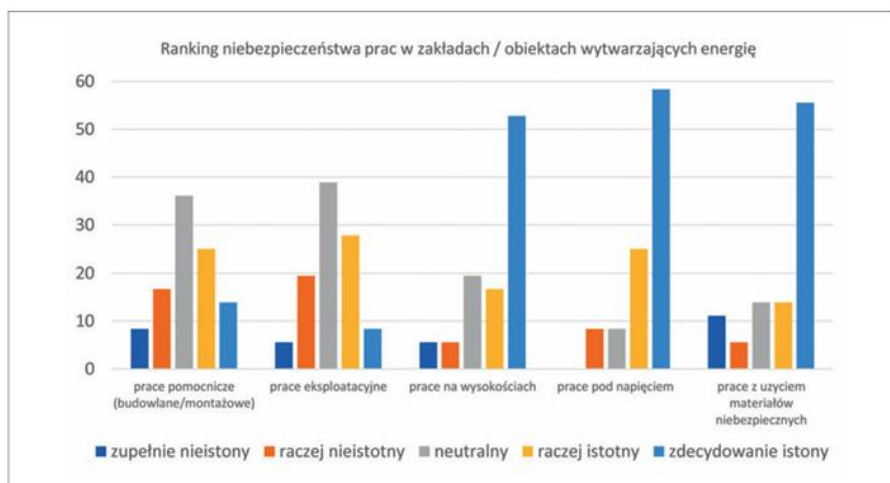
6. Prace pod napięciem na cenzurowanym

Na spotkaniach konferencyjnych krajowych typu ELSAF, Prace pod napięciem w sieciach..., i międzynarodowych typu ICOLIM, ESMO, CITTES, CIGRE wskazuje się na technikę eksploatacji sieci i instalacji elektrycznych pod napięciem jako niezwykle bezpieczną. Praktyka krajowa i zagraniczna wskazuje jednak na rodzące się zjawisko lekceważenia tych prac zarówno w wymiarze bezpieczeństwa jak i przestrzegania prawa.

„W powodzi haseł w rodzaju „po pierwsze gospodarka” lub „po pierwsze człowiek”, szybko zapominamy, że fundamentem tego wszystkiego, co „po pierwsze” jest bezpieczeństwo (...) Jest ono pierwotną, egzystencjalną potrzebą, grup społecznych, wreszcie państw. Idzie przy tym nie tylko o przetrwanie integralności czy niezawisłości, lecz także o bezpieczeństwo rozwoju, który zapewnia ochronę i wzbogacenie tożsamości jednostki czy narodu. Owo bezpieczeństwo zależy od tego, co dzieje się wokół nas, od środowiska zewnętrznego, z którego mogą pochodzić ewentualne zagrożenia, zależy także od nas samych – naszego zdrowia i gotowości sprostowania takim zagrożeniom” Według Białej księgi bezpieczeństwa narodowego RP – „Środowisko bezpieczeństwa określonego podmiotu bezpieczeństwa stanowią jego „zewnętrzne i wewnętrzne, militarne i niemilitarne (cywilne) warunki bezpieczeństwa (warunki realizacji interesów danego podmiotu w dziedzinie bezpieczeństwa i osiągnięcia ustalonych przezeń celów w tym zakresie), charakteryzowane przy pomocy czterech podstawowych kategorii, jakimi są szanse, wyzwania, ryzyka i zagrożenia”.

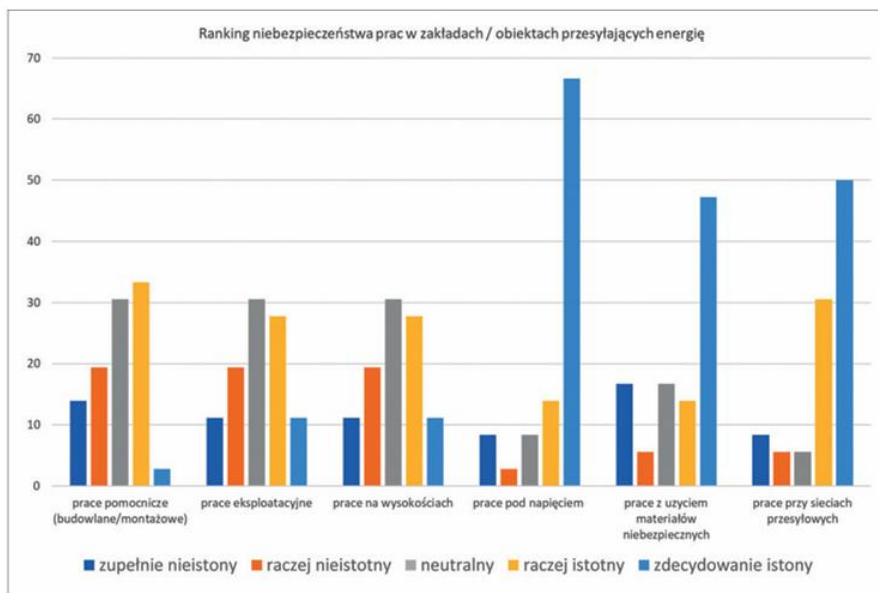
Gdy dodamy do tego bezpieczeństwo infrastruktury krytycznych (nieco także w obliczu wojen na świecie) to można odczuć pewne pomieszanie pojęć, oczekiwań i zróżnicowanych pragmatycznych działań także w obszarze energetyki, szczególnie dotyczących trwającej transformacji energetycznej.

Ogromna zmienność i dynamika zewnętrznego i wewnętrznego środowiska bezpieczeństwa sprawia, że samo bezpieczeństwo jest dobrem niestabilnym, kruchym i nietrwałym. W żadnym przypadku prakseologicznego bezpieczeństwa nie można zaprogramować na określonym poziomie maksymalnym, a nawet minimalnym, pomimo zaangażowania do tego ogromnych sił i nakładów (bo są bezużyteczne). Można jedynie dążyć do uzyskania pewnego stanu bezpieczeństwa zadawalającego (optymalnego), będącego kompromisem między spektrum wyzwań i rozmaitych zagrożeń, a realnymi możliwościami przeciwdziałania danego podmiotu. Dlatego tak trudno jest w praktyce społecznej określić w kategoriach wymiernych (ilościowych) aktualny czy pożądany stan bezpieczeństwa podmiotu i jego otoczenia. Z punktu widzenia praktyki społecznej niezmiernie istotną kwestią jest stopniowalność/niestopniowalność bezpieczeństwa, czyli jego kategoryzacja w wartościach (miarach) jakościowych lub ilościowych. Możliwe jest przyjęcie założenia o jego niestopniowalności tylko wówczas, gdy zgodzimy się z przekonaniem, że bezpieczeństwo nigdy tak naprawdę nie jest możliwe, albowiem zawsze stoimy w obliczu jakichś zagrożeń i wyzwań. Na poziom bezpieczeństwa nieustannie oddziałują zmienne czynniki środowiska, które mogą rozmywać granice jego stopniowania. Niemniej ważnym czynnikiem jest prawidłowe prowadzenie i informowanie o badaniach zwłaszcza opartych na „statystycznych poglądach” respondentów. Szczególnym przypadkiem w tym względzie jest często podnoszona na konferencjach ELSAF sprawa oddziaływań elektromagnetycznych i okoliczności wypadków pochodzenia elektrycznego. W konsekwencji informacja medialna że przyczyną wypadku śmiertelnego była praca poszkodowanych pod napięciem jest prawdziwa i nieprawdziwa. De facto nie wiemy, czy stosowano technikę prac pod napięciem (a przecież jest to prawdopodobne).



Rys. 4. Wskaźnik procentowy w rankingu niebezpieczeństwa prac w obiektach wytwarzających energię wg [4]

W roku 2024 opublikowano opracowanie naukowe dotyczące zagrożeń związanych z stosowaniem zasad BHP pracowników firm zewnętrznych wykonujących prace na obiektach energetycznych [4]. Kilka z nich wybrano dla zilustrowania problemu (rys. 4–6).



Rys. 5. Wskaźnik procentowy w rankingu niebezpieczeństwa prac w obiektach przesyłających energię wg [4]



Rys. 6. Wskaźnik procentowy w rankingu czynników zagrożeń w obiektach wytwarzających energię wg [4]

Wskazywane opracowanie jest kontynuowane w roku 2025 z myślą o (swobodny cytata) przygotowaniu zestawienia dobrych praktyk i zaleceń do opracowania odpowiednich instrukcji dla wykonujących te prace pracowników (jako operatorów urządzeń lub instalacji elektroenergetycznych, pracodawców i służb BHP), które będzie tematem dalszych analiz. Powinny one wg Autorów przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa pracy pracowników wykonujących remonty i utrzymujących ruch w energetyce. Zapewne warto nie tyle krytykować, co dyskutować. Pozostawienie też artykułu bez reakcji może powodować zabrnienie w kolejne zaułki i ślepe uliczki praktyki. Właśnie z taką sytuacją mamy do czynienia w normalizacji energetycznej, która nie wykorzystuje szans cywilizacyjnego wykorzystania i dostosowania krajowych przepisów do standardów międzynarodowych (np. chodzi o normę PN-EN 50110-1 i 2. *Eksplotacja urządzeń elektrycznych*, ale nie tylko).

7. Podsumowanie

Zaledwie dwa przykłady analizy pojęć BEZPIECZEŃSTWO i PRACE POD NAPIĘCIEM wskazują na konieczność ustawicznego czuwania nad poprawnością językową. Nie analizowano w tym względzie licznych norm, słowników, electropedii, które mogą przyczynić się do zwiększania poprawności językowej. Jej brak może doprowadzać nie tylko nieporozumień, błędów koncepcyjnych i strat materialnych, ale może sprzyjać rozwojowi pseudonaukowego bełkotu technicznego. W jakiejś mierze mamy go już dzisiaj.

Mimo braku miejsca na obszerniejsze analizy frazeologiczne i paremiologiczne intuicyjnie wyczuwamy (mniej lub bardziej), że związki z bezpieczeństwem pracy i specjalistyczną techniką prac pod napięciem mogą tworzyć niebezpieczne związki przyczynowo-skutkowe zarówno w przestrzeni publicznej, jak i zawodowej.

Literatura

- [1] Wiśniewska M.Z., *Bezpieczeństwo – pojęcie, istota, typologia*, Problemy Jakości, 2017, 2–9.
- [2] *Propedeutyka bezpieczeństwa. Filozofia, nauka, fenomen*, rozdz. 3.1.
- [3] Kiełczykowska A., <https://www.prawo.pl/kadry/dzien-pracownika-sluzby-bhp,301193.html>, [dostęp: 19.02.2023].
- [4] Karczewski J., Kopania J., Gaj P., Wójciak K., *Zagrożenia BHP pracowników firm zewnętrznych wykonujących prace na obiektach energetycznych*, Energetyka, 2024, nr 10.

PERSPEKTYWY BEZPIECZEŃSTWA EKSPLOATACJI URZĄDZEŃ ELEKTRYCZNYCH

Obserwowane zróżnicowanie źródeł energii, dostaw aparatów i urządzeń, instalacji, odbiorników itd. zderza się z koniecznością dotrzymania ich odpowiedniej efektywności i oczekiwanej łatwości obsługi. Kryteria dla urządzeń powszechnego użytku różnią się od warunków obsługi profesjonalnej urządzeń w terenach ogólnie dostępnych, w przestrzeniach zamkniętych oraz obszarach technicznych enklaw, przeważnie przemysłowych. Zaufanie do projektantów i producentów branży energetycznej wzmacniają dobrze dobrane zasady eksploatacji – wymagające kwalifikacji zawodowych elektryków. Kwalifikacje wymagają z kolei ustawicznego doskonalenia i predyspozycji behawioralnych. Eliminowanie (ograniczanie) wyłączeń i obniżanie awaryjności oraz reakcja na żywiołowe i rzadkie zdarzenia to z jednej strony wzmacnianie odpowiedzialności za dostarczanie energii elektrycznej, z drugiej unikanie skutków błędów prowadzących do intensyfikacji zagrożeń elektrycznych i ciężkich wypadków. Zbliżające się w polskiej energetyce 50-lecie techniki prac pod napięciem daje podstawę do wiedzy co do kierunku eksploatacji w najbliższej przyszłości. Rola diagnostyki wykorzystująca m.in. AI prowadzi do nowej klasyfikacji zagrożeń technicznych oraz metod reakcji uwzględniających szerzej niż dotychczas m.in. środowisko, ekonomikę i reakcje społeczne. Różnorodne i interdyscyplinarne analizy transformacji energetycznej ujawniane w licznych dokumentach, specjalistycznych konferencjach i debatach wskazują na dwa kierunki budowy energetyki: o minimalnym zaangażowaniu pracowników w eksploatację bezpośrednią pracą na rzecz zdalnej diagnostyki i automatyzacji procesów, robotyki wspomagającej technikę prac pod napięciem czyli obsługę specjalistyczną.

1. Wprowadzenie

Trwająca transformacja energetyczna niesie ze sobą wiele nowych doświadczeń nie szczędząc sporów i dyskusji na temat optymalnego mixu wytwarzania energii, a także nowej roli sieci i instalacji elektroenergetycznych doprowadzającej energię do praktycznie każdego coraz bardziej świadomego odbiorcy, co nadaje jej autentyczności przełomowych decyzji gospodarczych. Pozornie wszystko jest opanowane, prowadzone z naukową i medialną otoczką rewolucji cyfrowej, informatycznej, ekonomiczno-społecznej, psychologiczno-psychiatrycznej itp. Przeszkodą w tym bliskim błogostaniu działaniu człowieka jest jego umysł z jednej strony dostrzegający, współuczestniczący w narodzinach sztucznej inteligencji, z drugiej sceptycyzm cywilizacyjno-filozoficzny granic poznania i korzystania z ziemskich (chodzi o planetę) zasobów energetycznych. I choć klasyczne żywioły dalej sprawiają kłopoty, to współczesne żywioły różnicują

wiedzę i niewielkie doświadczenie ludzkości prowadząc do nieustających napięć i nieporozumień lingwistyczno-militarnych. Jeszcze wiedzę o grawitacji i elektromagnetyzmie wspiera literatura, kultura i sztuka, to już oddziaływania silne i słabe mają ciągle szczątkowy odzew społeczny (jak już, to raczej negatywny, np. awarie elektrowni jądrowych, zabójczą promieniotwórczość). W takiej ledwie zarysowanej rzeczywistości energetycznej świata umyka Człowiek ze swoimi potrzebami i oczekiwaniami (na zasadzie inni wiedzą lepiej). Otoczony wszechobecnymi urządzeniami elektrycznymi marzy o rajskiej nieograniczonej, darmowej energii elektrycznej oraz o japońskich powszechnie dostępnych darmowych toaletach z podgrzewanymi siedziskami. Raju jednak nie ma mimo rozwoju elektroprosumeryzmu, a jedyne co jest pewne to podatki i unicestwienie (ostatnio także na życzenie). Brak niezawodnych urządzeń długotrwale służących człowiekowi i bezpiecznych w obsłudze stawia nas przed dylematem perspektyw energetycznych ludzkości z jednej strony, a z drugiej może budzić niepokój samych energetyków, elektryków i powiedzmy elektroników (oraz zawody pokrewne) do utrzymywania swoich stanowisk pracy przy braku regularnych form dokształcania i specjalistycznej praktyki.

2. Kierunki badań rozwoju elektryki

To trochę literackie wprowadzenie warto zderzyć z aktywnością międzynarodową elektryków tworzących paletę różnokolorowych rozwiązań problemów aktualnych i przyszłych w rozumieniu horyzontów czasowych transformacji i post-transformacji. Z uwagi na przeciętny wiek życia osób wpływowych energetycznie wymiar przewidywań dotyczy co najwyżej okresów kilkudziesięcioletnich (potencjalnych mocy i niemo cy twórczych). Doświadczeni w bojach energetycy, elektrycy i elektronicy (teraz także cyfrowi) wiedzą że najtrudniej żyć w czasach przełomowych gdzie jedne specjalizacje zanikają, inne rodzą się i trzeba to pogodzić z oczekiwaniami osób ciągle zdziwionych o trudnym dostępie do usług specjalistycznych (oczywiście myślimy o elektryce i nieco telekomunikacji).

Wydarzenia ostatnich lat owocowały konferencjami odzwierciedlającymi obecny stan kondycji elektroenergetyki i doświadczenia międzynarodowe na naszym kontynencie i na świecie.

Źródłem inspiracji są materiały CIGRE [1] i ICOLIM [2],[26] w zderzeniu z efektami krajowego IV Kongresu Elektryki Polskiej [3] oraz naszymi konferencjami ELSAF [4] i prac pod napięciem [5]. Uzupełniające arbitralnie wybrane pozycje literatury [6]–[14] wskazują na różnorodność spojrzenia na trwającą transformację energetyczną na świecie o zróżnicowanych poglądach związanych z geopolityką, doświadczeniu i przeświadczeniu naukowców co do słuszności kierunków gospodarczych manewrów z domieszką naprawdę dobrych pomysłów topionych w bagienku medialnym i socjologiczno-klimatycznym.

W takiej powierzchownej diagnozy tendencji rozwoju energetyki pozostaje jedno pewne że minimum jedno, dwa pokolenia będą dalej korzystać z pracy energetyków i elektryków na co wskazuje dotychczasowe cywilizacyjne doświadczenie przemian gospodarczych. Dobrostan, zamożność, kreatywność, mądrość budowanych społeczeństw obywatelskich wymaga współpracy wewnątrz i na zewnątrz systemów geopolitycznych. Ostatnie lata wskazują na ogromny potencjał budowy energetyki przyszłości, ale nie można zapominać że to dla ludzi i z ludźmi – którzy nie składają się tylko z potrzeb zaspakajania swoich pożądlivości. A więc najbliższe perspektywy to umiejętne wspieranie edukacji zawodowej, umacnianie przekonania o potrzebie weryfikacji uprawnień zawodowych, otwartość na zmiany, wzmacnianie roli praco- i prawodawców, inne niż dotychczas uwzględnianie międzynarodowych aspektów pracy, wykorzystania środowiska, wymiany doświadczeń między krajami i korporacjami, nie ukrywanie wypadków i zdarzeń parawypadkowych, wspieranie certyfikacji i normalizacji nie krępujących ruchów innowacyjnych itd.

Aktualnym zagrożeniem jest przekoloryzowanie roli fotowoltaiki na zasadzie komunizmu słonecznego oraz wiatru wiejącego ze słusznego kierunku. Balansujemy na granicy porywania się z motyką na Słońce z powieściowego Przemineło z wiatrem.

Wszystkie te kierunki związane przecież bezpośrednio z bezpieczeństwem pracowników wskazują że najbardziej zaawansowane systemy rozpoznania ryzyka w elektryce niesie technika prac pod napięciem potwierdzając ciągle marginalny poziom wypadkowości i wzrost wskaźników efektywności działania sieci elektroenergetycznych. Zresztą przy wielokierunkowych przepływach energii, rozłożeniu czasowym maksymalnych obciążeń dokładanie do tego wyłączeń eksploatacyjnych planowych i nieplanowych, zagrożenia mini-black'outami wynikające z coraz większego rozproszenia małych źródeł – to jedynym wyjściem jest rozwijanie techniki prac pod napięciem. Potwierdzają to ostatnie konferencje na świecie i jednocześnie osiągnięcia techniczno-technologiczne eksploatacji. Nie rozstrzyga się natomiast spraw prowadzenia w tak przebudowywanej sieci problemów ruchowych, którym poświęcono wiele wniosków na Kongresie [4] – nabiorą one jeszcze większego znaczenia jeśli energetyka postawi na rozwój technologii PPN.

Najbardziej kompetentna energetycznie konferencja CIGRE [1] doszukuje się nowych możliwości zarządzania elastycznością w sieciach dystrybucyjnych, tworzeniem rozwiązań opartych na energoelektronice dla inteligentnych systemów dystrybucyjnych oraz opracowaniem standardów, dobrych praktyk i różnorodnych opcji technologicznych do elektryfikacji obszarów wiejskich, wyspowych i przemysłowych. Wspomagać ten i inne kierunki mają nowoczesne techniki badawcze oraz analizy dynamiki systemu elektroenergetycznego, jakości energii i kompatybilności elektromagnetycznej oraz wpływu pól elektromagnetycznych (PEM) na ludzi i środowisko.

Pojawiają się także nowe zagadnienia tworzenia odporności operacyjnej na zdarzenia ekstremalne (w pewnej mierze także nieprzewidywalne) w duchu zmian w działaniu i sterowaniu systemem w kontekście transformacji energetycznej uwzględniającej system oddolnych decyzji inwestycyjnych.

Większość licznych opracowań [1]–[14] nie poświęca zbyt wiele uwagi pracownikom, choć eksploatacja linii napowietrznych AC i DC, linii kablowych, stacji i rozdzielni sięga po osiągnięcia techniczne głównie realizowane techniką PPN. Tym samym zagadnienia elektromagnetyczne są ciągle rozwijane z tendencją oszczędzania zdrowia elektromonterów przebywających w silnych PEM.

3. Budowa i rozbudowa obiektów energetycznych w dobie transformacji

Bezpieczeństwo pracowników przy budowie jest tutaj na poziomie dotychczasowych doświadczeń ludzkości we wznoszeniu budowli, w których zagadnienia zagrożeń skoncentrowane są na mechanicznych zagrożeniach.

Niedawno wskazano¹ 4 kluczowe ryzyka, które branża budowlana musi wziąć pod uwagę w obliczu nadchodzącej kumulacji inwestycji (lata 2026–2028): wzrost cen materiałów, brak rąk do pracy, paraliż urzędów, ograniczone pojemności gwarancyjne sektora finansowego. Pomijając aspekty ekonomiczne to ciągle na cenzurowanym jest kadra pracowników. To z budowniczych mogą być wybierani najlepsi do obsługi urządzeń energetycznych po ich oczywiście wyedukowaniu. Nie sprzyja temu kierunkowi zatrudnianie pracowników obcych którzy specjalizują się tylko w budowie i przemieszczają się za nowymi inwestycjami. Proste zachęty płacowe mogą być (raczej będą) nie wystarczające. Z tej perspektywy widać jak trudne zadanie czeka placówki edukacyjne w których trzymanie się pewnych podstaw będzie zapewne utrapieniem [12].

Niezależnie jak będziemy dostosowywać wytwarzanie, przesył i dystrybucję do transformacji energetycznej z punktu widzenia prezentowanych kierunków przy wymianie międzynarodowej dominują:

- projektowanie nowych budowli inżynierskich energetycznych z uwzględnieniem czasu i metod ich eksploatacji oraz zakończenia żywotności (np. projektowanie BIM),
- budowa linii (napowietrznych i kablowych) i stacji AC i DC do poziomów przekraczających 1000 kV, ale dotrzymujących poziomy pól PEM w granicach obecnie kształtowanych,
- ograniczenia kolizyjności wpływających na konieczne przewidywanie wyłączeń,
- uwzględnianie akceptacji społecznej i zaangażowania interesariuszy w infrastrukturę wytwarzania, przesyłu i dystrybucji systemów elektroenergetycznych,

¹ Kaźmierczak D., *Nadchodzące ZAGROŻENIA dla polskiego rynku budowlanego* [pobrano 2025-03-04].

- rozbudowa modeli infrastruktury krytycznej z ochroną techniczną i cyberbezpieczeństwem.

W przedstawionej koncepcji ewentualne zaangażowanie osiągnięć techniki PPN dotyczy kolizji z istniejącą infrastrukturą techniczną wszelakiego rodzaju oraz sposobami tymczasowego zasilania (jego przywracania) w terenach narażonych na zjawiska ekstremalne.

Aktualne doniesienia o budowie obiektów energetycznych wskazują na zaangażowanie w procesy budowy wielkich zespołów ludzkich wspomaganych automatyzacją i robotyzacją coraz liczniejszych modułów technicznych.

4. Przyszłość bezpieczeństwa eksploatacji to technika prac pod napięciem

Przykłady ograniczymy arbitralnie do dwóch kierunkowych prac analizowanych przez specjalistów PPN. Pierwszym z nich jest pole elektromagnetyczne w układach wielotorowych i wielonapięciowych zarówno dla prac w sąsiedztwie, jak i pod napięciem oraz sposoby monitorowania i ochrony indywidualnej pracowników [15], [16], [25]. Drugim zastosowanie dronów i robotyzacja w diagnostyce i uciążliwych pracach sieciowych [17]–[26].

4.1. Pole elektromagnetyczne – ujarzmiany żywioł

Chiny mają ponad 40 000 kilometrów linii przesyłowych o ultra wysokim napięciu (UHV), a prace pod napięciem są szeroko stosowane jako ważne technologie w celu utrzymania niezawodności linii przesyłowych UHV. Od 2009 roku Chiny mają 15-letnie doświadczenie praktyczne w PPN na liniach przesyłowych UHV. Przeprowadzono szereg systematycznych badań dotyczących parametrów technicznych, metod pracy, ochrony bezpieczeństwa, narzędzi i zastosowań tej techniki. Na konferencji ICOLIM [2] przedstawiono badania techniczne i doświadczenie praktyczne Chin w zakresie PPN na liniach UHV, w tym metody, narzędzia, standardy, technologie i zastosowane innowacje [15]. Mimo że europejski system elektroenergetyczny nie posiada linii o poziomie napięć stosowanych w Chinach, to warto zapoznać się z dalszym rozwojem badań nad odzieżą ekranującą i metodami testującymi jej efektywność ekranowania. Szczególnie ważne są przeprowadzone i realizowane badania dotyczące możliwości PPN na liniach 1000 kV AC oraz na liniach ± 800 i 1100 kV DC. Analizę i badania bezpiecznych odległości przy określonych przepięciach zebrano w tabeli 1, a dotyczą one stanowisk pracy na słupie, na przewodzie i na łańcuchu izolatorów. Natomiast podstawowe parametry dla odzieży ekranującej do PPN wytwarzanej w Chinach (rys. 1) na podstawie własnych norm w porównaniu do normy IEC zestawiono w tab. 2.

Tabela 1. Wartości przepięć i bezpieczne odległości dla linii 1000 kV AC oraz ± 800 i 1100 kV DC [15]

Voltage Level (kV) /Line Type	Line to Ground Work			
	Overvoltage u_{e2} (p.u.)	Working conditions	D_U (m) ^a	D_A (m) ^b
1000 AC/ Single circuit line	1.72	Working on tower	6.3	6.8
		Working on line	6.4	6.9
		Working on insulator string	6.7	7.2
1000 AC/ Double circuit line	1.61	Working on tower	5.5	6.0
		Working on line	5.8	6.3
		Working on insulator string	6.2	6.7
± 800 DC	1.70	Working on tower	5.8	6.3
		Working on line	6.3	6.8
		Working on insulator string	6.2	6.7
± 1100 DC	1.58	Working on tower	9.1	9.6
		Working on line	9.9	10.4
		Working on insulator string	9.9	10.4

^a Excluding lengths of floating conductive objects (F [5]), corrected according to altitude 1000m

^b The ergonomic distance (D_e) is recommended as 0.5m in Chinese Standard [1]

Tabela 2. Porównanie parametrów odzieży ekranującej w stosunku do normy IEC [15]

Requirements		IEC 60895 Class2	GB 6568 1000AC/ ± 800 AC kV	GB 6568 ± 1100 DC kV
Material	Electrical resistance (mean value Ω)	1	0.8	0.8
	Shielding efficiency (dB)	50	60	70
Garment resistance(Ω)	electrical	20	15	15
Gloves resistance(Ω)	electrical	15	15	15
Socks resistance(Ω)	electrical	15	15	15
Footwear resistance(Ω)	electrical	/	500	500
Head cover	Electrical resistance (Ω)	15	/	/
	Shielding efficiency (dB)	/	20	30
Complete clothing	Bonding resistance (Ω)	40	20	20
	Screening efficiency	50dB	$I_2 \leq 50\mu A$	$I_2 \leq 50\mu A$

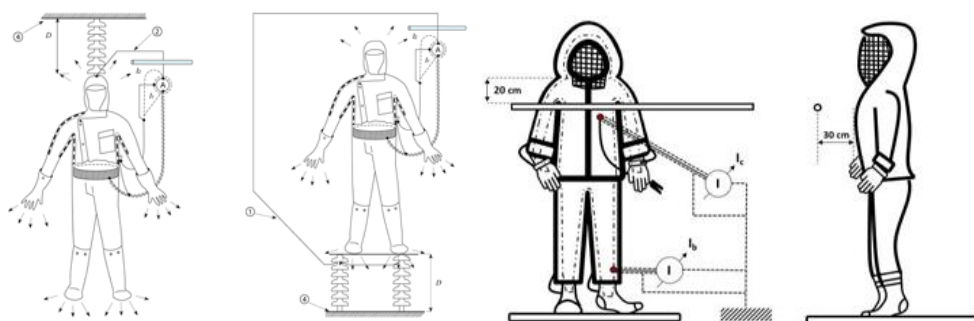


Rys. 1. Kombinezony ekranujące wytwarzane w Chinach [15]

Tabela 3. Klasyfikacja odzieży ekranującej wg IEC 60895: 2020 [16]

Classification	AC systems	DC systems	Screening efficiency
Class 2	up to 1000 kV	up to $\pm 800\text{ kV}$	$> 50\text{ dB}$
Class 1	up to 800 kV	up to $\pm 600\text{ kV}$	$> 40\text{ dB}$

Badania efektywności ekranowania według dotychczasowej normy IEC 60895:2020 uwzględniają klasę odzieży w zależności od poziomu napięć wg tabeli 3 i rys. 2. Budowa układów $\pm 1100\text{ kV DC}$ w Chinach wymaga ciągłego śledzenia postępu w konstrukcjach odzieży i metodach sprawdzania jej efektu ekranowania. Główne badania w tej dziedzinie prowadzą m.in. Węgrzy [16], [25].

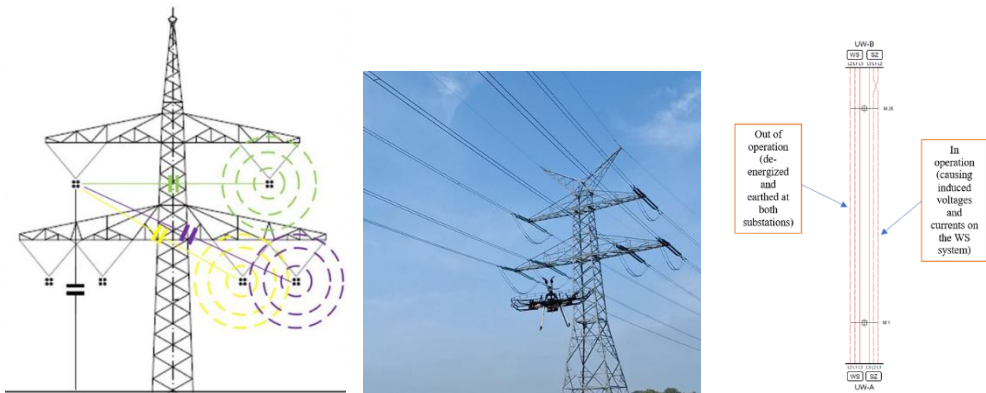


Rys. 2. Testy efektywności ekranowania wg IEC 60895:2020 – pierwsza i druga metoda [16], [25]

4.2. Zastosowania dronów

Perspektywy rozwoju eksploatacji linii napowietrznych uwzględniają coraz bardziej zastosowanie dronów i to nie tylko do diagnostyki. Spektakularne wojskowe zastosowania w trakcie konfliktów zbrojnych uczulają na możliwości zarówno pozytywnych, jak i negatywnych skutków pojawienia się tego typu obiektów. Mogą one ponadto narażać na kolizje z liniami energetycznymi czego prawdopodobnie byliśmy świadkami w nocy 19/20 sierpnia br. w Osinach na Lubelszczyźnie, po której to nastąpiła eksplozja drona.

Jednak dotychczasowe zainteresowanie użyciem dronów w energetyce (rys. 3–6) ma ponad ćwierć wieku i w dalszym ciągu trwają prace nad ich udoskonalaniem w diagnostyce oraz przystosowywaniu do różnych użytecznych prac eksploatacyjnych. Ciekawym pomysłem jest zastosowanie dronów do oceny napięć indukowanych na liniach wielotorowych. Do tej pory zezwolenie do pracy na torze wyłączonym linii dwutorowej było kwalifikowane do prac w warunkach szczególnego zagrożenia dla zdrowia i życia. Pojawianie się linii trzy do ośmiu torów (czasami różnonapięciowych, a nawet AC/DC) zwraca uwagę na bezpieczne metody eksploatacji, aby wyłączenie jednego z torów nie komplikowało przygotowań do usuwania awarii, naprawy uszkodzonych elementów (przy odpowiedniej kwalifikacji tych zdarzeń). Tematyka ta jest ważna także gdy prace te nie są techniką PPN, a pojemnościowe i indukcyjne sprzężenia powodują przepływy prądów od których należy chronić pracownika i być może układ dostępowy jego do uszkodzonego toru.

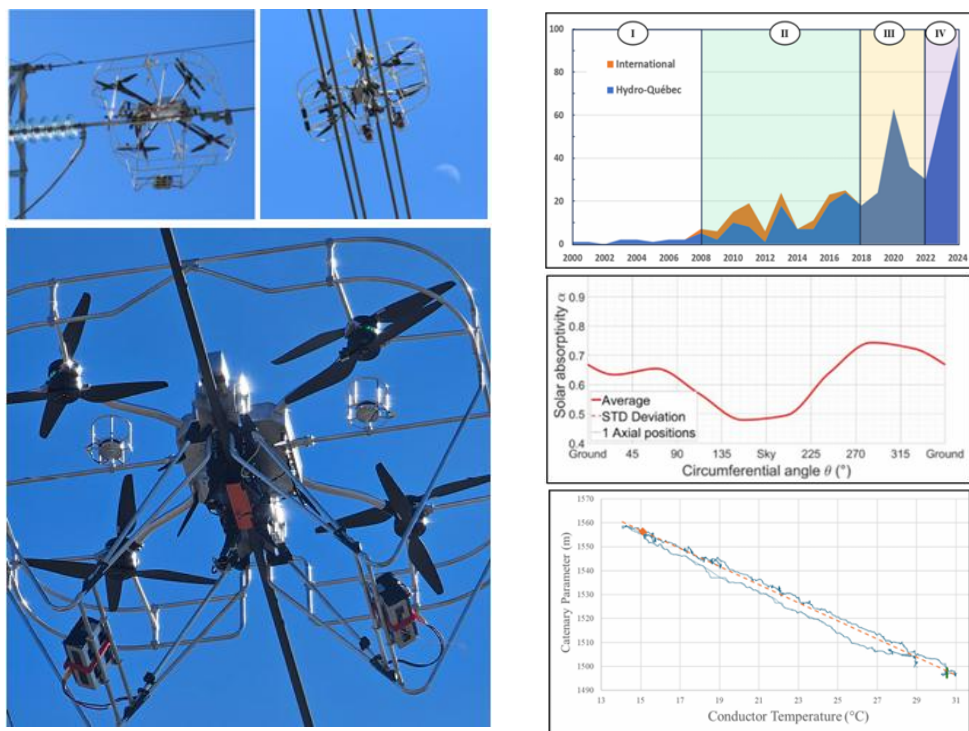


Rys. 3. Badanie sprzężeń elektromagnetycznych na linii dwutorowej przy jednym torze wyłączonym (do remontu) za pomocą drona – system WS (z lewej) odłączony i uziemiony; system SZ – czynny, pod napięciem [17]

Rozszerzanie zastosowań dronów do pomiarów napięć indukowanych na liniach wielotorowych (tu: dwutorowej), aby nie ograniczać możliwości interwencji, napraw w cyklu wyłączenia, ale w bliskim sąsiedztwie toru pod napięciem [17].



Rys. 4. Technika PPN w Kanadzie (z lewej) oraz liczne zastosowania sensorów wdrożone przez LineDrone na liniach czynnych (z prawej): mikro-omomierz LineOhm do złączek; Chronos, do precyzyjnego pomiaru ugięcia przewodu, Helios do ogólnego pomiaru temperatury (absorpcja słoneczna) oraz LineCore, czujnik prądów wirowych do wczesnego wykrywania oznak korozji przewodów [18]



Rys. 5. Zastosowanie dronów z licznymi sensorami i dynamika rozwoju technologii dronów w latach 2000–2024 [18]

Badania kanadyjskie pozwoliły zintegrować badania sensoryczne dzięki umieszczeniu ich na dronach.

Badania testowe dronów w Norwegii oraz kilku krajach europejskich wskazują na potencjał rozwojowy tego typu bezzałogowych statków powietrznych (BSP, ang. UAV).



Rys. 6. Badania dronów w Norwegii [19]

Zwraca uwagę także rozwój zastosowań aerostatów i sterowców [24] m.in. w budowie linii przesyłowych w Brazylii.

4.3. Postępy w robotyzacji diagnostyki i technologii PPN

Tak jak do wielu innych dziedzin życia także do energetyki trafiają roboty. W przypadku stacji elektroenergetycznych mogą prowadzić nieprzerwany monitoring i wykrywać wszelkiego rodzaju stany przedawaryjne. Robot wyposażony w odpowiedni system kamer może być elementem technicznej ochrony obiektu rejestrując nie tylko próby nieuprawnionego wejścia na teren stacji, ale także kontrolując stan ogrodzenia zewnętrznego. Kamery termowizyjne mogą z kolei wykrywać miejsca uszkodzeń torów prądowych. Wszystkie te środki prowadzą do obniżenia kosztów eksploatacji. Perspektywy zastosowań robotów w energetyce są na tyle obiecujące, że Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (IEC) zdecydowała o powołaniu Komitetu Technicznego – Standardy dla robotów do zastosowań w wytwarzaniu, przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej. Przykłady rozwiązań technicznych robotów do pracy na stacjach elektroenergetycznych prezentowane na CIGRE przedstawiono na rys. 7.

Operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych podejmują działania mające na celu określenie aktualnego stanu technicznego urządzeń elektroenergetycznych wraz z oszacowaniem pozostałego okresu użytkowania tych aktywów. Powyższe działania są szczególnie ważne w przypadku linii napowietrznych, które są obiektami

przewidywanymi do eksploatacji w okresie kilkudziesięciu lat. Obecnie działania francuskiego operatora RTE skupiają się wokół prowadzenia badań nie niszczących przewodów elektroenergetycznych, a następnie na podstawie analizy otrzymanych wyników podejmowana jest decyzja o wymianie zarówno uszkodzonych odcinków przewodów, jak również odcinków, w których ryzyko uszkodzenia jest wysokie.



Rys. 7. Roboty przeznaczone do prac na stacjach elektroenergetycznych [20]

Biorąc pod uwagę mechanizmy degradacji przewodów ACSR i najnowocześniejsze praktyki innych operatorów sieci przesyłowych, RTE do diagnostyki badań przewodów wybrało dwie metody elektromagnetyczne:

- metodę prądów wirowych LMA (ang. Loss of Metallic Area) oraz
- metodę MFL (ang. Magnetic Flux Leakage).



Rys. 8. Prezentacja przejazdu robota do diagnostyki przewodów z wykorzystaniem metod magnetycznych na stanowisku testowym RTE [21]

Obie wskazane powyżej metody umożliwiają obserwację różnych poziomów degradacji struktury przewodu we wczesnym stadium uszkodzenia przewodu i dlatego są względem siebie uzupełniające. Metoda prądów wirowych LMA umożliwia wskazanie efektów korozji we wczesnym stadium jej rozwoju, natomiast metoda MFL pozwala na lokalizację miejsc o zmniejszonym przekroju poprzecznym rdzenia stalowego lub wystąpienia zerwanych drutów stalowych, co w istotny sposób zmniejsza

wytrzymałość mechaniczną przewodu. Diagnostyka odbywa się za pomocą czujników magnetycznych zainstalowanych na urządzeniach samojezdnych, przesuwających się po przewodach linii napowietrznych (rys. 8).



Rys. 9. Czujniki oblodzenia na przewodach wiązkowych linii 380 kV [21]

Czujniki monitorujące oblodzenie (rys. 9) są zasilane polem elektromagnetycznym indukowanym przez przepływ prądu w przewodzie, który stale ładuje wbudowane baterie akumulatorów. Oprogramowanie czujników można aktualizować bezprzewodowo, a same czujniki są bezobsługowe. Czujniki mierzą parametry, takie jak temperatura przewodu, nachylenie przewodu i aktualny prąd obciążenia linii. Dane są wysyłane bez pośrednio do chmury, gdzie są dalej przetwarzane w celu uzyskania szacowanego obciążenia przewodu lodem. Wyniki są dostępne za pośrednictwem internetowego interfejsu użytkownika lub mogą zostać zintegrowane z systemem SCADA operatora [1].

Ciągłe zainteresowanie wzbudzają mobilne (przewoźne) pola i stacje, a także tymczasowe systemy kablowe (np. kabel 245 kV o długości 500 m ze złączem GIS – zastosowano w Austrii) [23].

W publikacjach CIGRE pojawiają się zagadnienia nowe związane z transformacją energetyczną (Komitet Studiów C2). Rozważa się tworzenie odporności operacyjnej na zdarzenia ekstremalne/nieprzewidywalne oraz zmiany w działaniu i sterowaniu systemem uwzględniające postępujące efekty transformacji. Rosnąca złożoność związana z planowaniem pracy systemu elektroenergetycznego ze względu na zwiększoną liczbę małych źródeł energii, które są głębiej osadzone w systemie elektroenergetycznym, wymaga nowych strategii i technik. Te nowe strategie muszą uwzględniać prawdopodobieństwo zdarzeń systemowych występujących częściej niż w przeszłości [1], [22].

W głębszych rozważaniach energetycy dostrzegają potencjał rozbudowywanej techniki prac pod napięciem, a nawet jej niezbędność do czasu zrobotyzowania większości prac w silnych polach elektromagnetycznych i/lub o wysokim ryzyku.

5. Podsumowanie (raczej zakończenie)

Jak nigdy wcześniej pokojowa współpraca techniczna przy obserwowanej dynamice transformacji energetycznej na świecie pozwoli na bardziej efektywne sposoby eksploatacji sieci. Dominującą rolę odegra technika PPN, która ciągle zbyt droga do powszechnych zastosowań w krajach uboższych, jednak z powodu nadrzędnego celu zaspakajania energetycznych potrzeb ludzkich zmusi do budowy strategii utrzymania sieci transgranicznych wg modeli wspólnego ziemskiego środowiska i energetycznego outsourcingu usług wzajemnych utrzymujących sprawność i zasoby na poziomie „ziemskiej autarkii”. Czy te przewidywania się spełnią, zależy od indywidualnej i cywilizacyjnej odwagi tego i następnych pokoleń. Ciągłym zagrożeniem tych procesów jest geopolityka i medialno-prawne przerosty kondycji ludzi bez autorytetów, bez wiary w duchowe pokonywanie barier życia codziennego.

Globalnego ocieplenia wymaga wyobraźnia i odwaga myślenia. Przyszłość bezpieczeństwa eksploatacji (innych aktywności też) zależy od kształtowania logiki słowa, zrozumienia tendencji wyboru (ryzyka), panowania nad kategoriami myślenia, dobór zasad organizujących życie zawodowe, racjonalne łamanie symetrii – wydają się fundamentalne. Umiejętne rozwijanie badań naukowych, hipotezy, teorie i dowody poparte instrumentarium matematycznym, wszechstronne wykształcenie i dostęp do wiedzy, odbudowa autorytetów i powrót do osiągnięć retoryki jest współczesnym wyzwaniem cywilizacyjnym. Czy sprostamy tym zadaniom?

Literatura

- [1] Materiały przeglądowe z CIGRE 2022 i 2024 drukowane w Energetyce, Energetyka, 2023, nr 3; Energetyka, 2025, nr 3.
- [2] Materiały z Konferencji ICOLIM 2025, Oslo, 24–26.06.2025.
- [3] Cieślak S. (red.), *Raport końcowy IV Kongresu Elektryki Polskiej. Energetyka jutra – bezpieczeństwo pokoleń*, SEP, Warszawa 2024.
- [4] ELSAF. *Bezpieczeństwo elektryczne*, materiały konferencyjne XXIII (2022) i XXIV (2023) odbyte w Karpaczu, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2022, 2023.
- [5] Materiały z XIV konferencji „Prace pod napięciem w sieciach nn, SN i WN w Polsce i na świecie”, Mrągowo, Wyd. PTPiREE, 2022.
- [6] Popkiewicz M., *Zrozumieć transformację energetyczną*, Wyd. Post Factum, Katowice 2023.
- [7] Cukiernik T., *Sabotaż klimatyczny. Jak transformacja energetyczna rujnuje nasze życie*, Wyd. B&T Press, 2025.
- [8] Pitron G., *Wojna o metale rzadkie. Ukryte oblicze transformacji energetycznej i cyfrowej*, Wyd. Kogut, Warszawa 2018.
- [9] Nowicki J., *Budowa, działanie, wymagania normalizacyjne i jakościowe, wytyczne dla dostawców i wykonawców – część elektryczna i AKPiA elektrowni jądrowej*, Wyd. Ministerstwo Przemysłu, Katowice 2024.
- [10] Chmielniak T., Chmielniak T., *Energetyka wodorowa*, wyd. 2, PWN, Warszawa 2025.

- [11] Bartnik R., Skomudek W., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., *Dwupaliwowe elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna*, Wyd. WNT, Warszawa 2019.
- [12] Kacejko P., Pijarski P., *Podstawy elektroenergetyki*, PWN, Warszawa 2025.
- [13] Bodzek K., *Poradnik elektroprosumenta. Cz. 1: Profile*, Gliwice, Piekary Śląskie 2025.
- [14] Bartoszewicz B. (red.), *Drapieżny Zielony (NIE)LAD*, Raport NZSS Solidarność, Warszawa 2024.
- [15] Liu K., Yu G., Liu T., Peng Y., Lei X., Qiao R., *The experience of UHV transmission line live working in China*, ICOLIM 2025.
- [16] Rácz L., Szabó D., Göcsei G., Németh B., *Screening efficiency test results for different types of conductive clothing (Hungary)*, ICOLIM 2025.
- [17] Abuaisha T., Witt D., *Simulation and Modeling of Magnetic Coupling Effects on Double-Circuit Overhead Lines: Drone Based Measurements and Work Safety Analysis (Germany)*, ICOLIM 2025.
- [18] Pouliot N., Canuel S., Montfrond M., Lavoie S., Lambert G., Hamelin P., Gravel J.-F., Mathurin L.-P., *Live Transmission-Line Tasks using LineDrone Technology, Without the Need for Non-Reclosure Permit*, Hydro-Québec, Qc (Canada), ICOLIM 2025.
- [19] Endresen I., Valheim A.C., Pedersen B.O., *Digitization of Overhead Transmission Lines using drones: Deployment and Safety Considerations*, ICOLIM 2025.
- [20] Jakóbiak M., *Stacje i instalacje elektryczne*, Komitet Studiów B3 (CIGRE), Energetyka, 2025, nr 3.
- [21] Kubek P., *Linie napowietrzne*, Komitet Studiów B2 (CIGRE), Energetyka, 2025, nr 3.
- [22] Izdebski M., *Sterowanie i praca systemów elektroenergetycznych*, Komitet Studiów C2 (CIGRE), Energetyka, 2025, nr 3.
- [23] Lenarczyk K., *Kable*, Komitet Studiów B1, Energetyka 2025, nr 3.
- [24] Lobner P., *Airship do Brasil (ADB) airships & aerostats*, 2023.
- [25] Németh B., Szabó D., Rácz L., Göcsei G., Bettoni E.R., *Possibilities of Expanding Working Safety during Live-Line and Vicinity Working*, CIGRE 2023 Sendai Colloquium, (B2, PS2), Japan, 2023
- [26] Dudek B., Łoboda M., Solum K., Németh B., *Concise Overview of LWA and ICOLIM History*, ICOLIM 2025.

IDENTYFIKACJA POLA MAGNETYCZNEGO W POJAZDACH ELEKTRYCZNYCH KOMUNIKACJI ZBIOROWEJ

W referacie omówiono zagadnienia związane z identyfikacją pola magnetycznego występującego w środkach transportu o napędzie elektrycznym takich jak tramwaje. Rozpoznano główne źródła pól magnetycznych w różnych pojazdach o napędzie elektrycznym, wykonano pomiary punktowe pola magnetycznego w miejscach przebywania pasażerów oraz pomiary ciągłe uwzględniające zmiany wytwarzanych pól magnetycznych w czasie różnych warunków eksploatacji pojazdów (ruszanie, hamowanie, jazda). Na podstawie wyników pomiarów określono dominujące częstotliwości pola magnetycznego oraz oceniono realne narażenie pasażerów na działanie pola magnetycznego.

1. Wstęp

Środki transportu o napędzie elektrycznym, takie jak tramwaje, są źródłem pól elektromagnetycznych, na które narażeni są zarówno pracownicy kierujący pojazdami (motorniczy), jak i bardzo liczna grupa pasażerów dojeżdżających nimi np. do pracy czy do szkoły. Z badań przeprowadzonych dla wrocławskiej firmy MPK wynika, że dziennie korzysta z tramwajów ponad 800 tys. pasażerów. Obecnie po Wrocławiu jeździ 285 tramwajów, które w ciągu roku pokonują ponad 14 mln km [1].

Głównymi źródłami pola elektromagnetycznego w tramwajach są elektryczne jednostki napędowe oraz zasilająca je sieć trakcyjna prądu stałego. Ważnym aspektem z punktu widzenia ekspozycji pasażerów jest fakt, że układy napędowe w tramwajach są usytuowane pod przedziałami pasażerskimi, a duża liczba innych urządzeń elektrycznych takich jak falowniki trakcyjne, rezystory hamowania, akumulatory, zasobniki energii, klimatyzatory, przetwornice napięcia umieszczone są na dachu wagonu tramwaju. Urządzenia te połączone są przewodami, biegnącymi w ścianach bocznych wagonów tramwajowych, przy których mogą przebywać pasażerowie. Wagony nowych tramwajów są napędzane silnikami indukcyjnymi prądu przemiennego, choć spotkać można jeszcze na szynach jednostki napędzane silnikami prądu stałego.

Od lat w wielu krajach prowadzone są badania pola magnetycznego wytwarzanego przez elektryczne pojazdy szynowe pod kątem narażenia zarówno pracowników kierujących pojazdami zawodowo (maszynistów oraz motorniczych), jak i podróżujących pasażerów [2]–[5]. W Polsce takie badania prowadzi na przykład Centralny Instytut Ochrony Pracy. Z badań zaprezentowanych w artykule [6] wynika, że jako dominujące składowe pola magnetycznego w tramwajach zidentyfikowano pola o częstotliwościach 300 Hz w przypadku postoju lub ruchu jednostajnego oraz 5–10 Hz w przypadku ruszania lub hamowania. Maksymalne wartości indukcji magnetycznej w warszawskich tramwajach na stanowiskach pracy motorniczych nie przekraczały wartości 10 μT . Badania zaprezentowane w pracy [7] potwierdziły bardzo niskie wartości indukcji magnetycznej w kabinie tramwaju na stanowisku motorniczego – mniejsze od 1 μT przy częstotliwości dominującej 300 Hz.

Autorzy referatu postanowili sprawdzić na jakie wartości pola magnetycznego mogą być narażeni pasażerowie nowoczesnych tramwajów. W tym celu przeprowadzili pomiary składowej magnetycznej pola w sześciu różnych tramwajach napędzanych silnikami prądu przemiennego. Głównym ich celem było określenie miejsc wewnątrz tramwajów, w których występują największe wartości pola magnetycznego, określenie dominującej częstotliwości tego pola oraz wykazanie jego zmienności w czasie różnych warunków eksploatacji pojazdów (ruszanie, hamowanie, jazda).

2. Przedmiot, metodyka badań oraz aparatura pomiarowa

Zagadnienie emisji pól elektromagnetycznych generowanych przez pojazdy kolejowe jest znane i opisane w wielu normach przywołanych w Liście Prezesa Urzędu Transportu Kolejowego [8]. Dokument ten skupia się niemal wyłącznie na dziedzinie EMC (ang. *Electromagnetic Compatibility*), czyli, zgodnie z definicją, obszarem zainteresowań nie jest ochrona zdrowia ludzi, a poprawne działanie i wzajemne oddziaływanie urządzeń i systemów w środowisku elektromagnetycznym. Jedyną obecnie wymaganą przez Listę Prezesa UTK normą ukierunkowaną na ochronę zdrowia i życia ludzi od pola elektromagnetycznego generowanego przez pojazdy kolejowe jest norma PN-EN 50500 [9] określająca sposób postępowania przy wykonywaniu badań składowej magnetycznej pola o częstotliwości od 0 do 20 kHz. Zakres ten jest zatem znacznie ograniczony w stosunku do wymagań stawianych w Rozporządzeniu Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku [10]. To właśnie w tym rozporządzeniu sprecyzowano dopuszczalne wartości parametrów fizycznych dla miejsc dostępnych dla ludności w zależności od zakresu częstotliwości pola elektromagnetycznego. Dopuszczalne poziomy przedstawione w tabeli 1 określono do oceny oddziaływania pól elektromagnetycznych emitowanych podczas użytkowania stałych sieci elektroenergetycznych

i radiokomunikacyjnych w miejscach dostępnych dla ludności rozumianych jako wszelkie miejsce, z wyjątkiem miejsc, do których dostęp ludności jest zabroniony lub niemożliwy bez użycia sprzętu technicznego. Można więc potraktować wnętrze wagonu kolejowego czy tramwaju jako miejsce dostępne dla ludności, a sieć trakcyjną wraz ze wszystkimi urządzeniami elektrycznymi i instalacjami jako stałą sieć elektroenergetyczną, która jest źródłem pola elektromagnetycznego. W przypadku braku przepisów dotyczących badań narażenia ludzi na pola elektromagnetyczne wytwarzane przez pojazdy kolejowe lub tramwaje rozporządzenie [10] jest na chwilę obecną jedynym, do którego można odnieść zmierzone wartości wewnątrz takich pojazdów. Argumentem przemawiającym za taką interpretacją jest fakt, że Lista Prezesa UTK [8] powołuje się na rozporządzenie Ministra Zdrowia [10] oraz rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 czerwca 2018 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy [11], w którym podane są limity interwencyjnych poziomów narażenia na pole elektryczne i magnetyczne, określające w przestrzeni pracy miary narażenia na pole-EM.

Dla pojazdów kolejowych istnieje szereg wymagań w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej przywołanych w Liście Prezesa UTK [8]. W przypadku tramwajów istnieje jeden dokument określający warunki techniczne takich pojazdów oraz zakres ich niezbędnego wyposażenia. Jest to rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 2 marca 2011 r. [12]. W tym akcie prawnym nie wspomniano jednak o badaniach pola magnetycznego w odniesieniu do narażenia pasażerów. W rozdziale 3 rozporządzenia [12] poświęconym instalacji elektrycznej pojawia się jedynie informacja, że „urządzenia elektryczne i elektroniczne nie powinny emitować nadmiernych zaburzeń elektromagnetycznych promieniowanych do otoczenia”. Dlatego też pomiary pola magnetycznego w tramwajach przeprowadzono zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 50500 [9]. Pomiary wykonywano jedynie w przestrzeni pasażerskiej (tzw. obszar publiczny). Nie wykonywano pomiarów w miejscach stałej pracy obsługi (kabiny motorniczych) oraz na zewnątrz taboru kolejowego (na przystankach lub torach). Pomiary pola magnetycznego przeprowadzono możliwie najbliżej potencjalnych źródeł w pojazdach, tj. przewodów zasilających silniki napędowe, samych silników, falowników, pantografu czy rezystorów hamowania. Pomiary wykonywano na wysokościach 0,4 m, 1,2 m oraz 1,75 m nad podłogą, przy zachowaniu minimalnej odległości od ścian 0,3 m. W celu określenia maksymalnych wartości natężenia pola magnetycznego w wybranych miejscach, do których mają dostęp pasażerowie, wykonano pomiary bezpośrednio przy ścianach tramwajów, za którymi prowadzone są przewody elektryczne.

Do pomiarów użyto miernika pola elektromagnetycznego Microrad NHT3DL wyposażonego w izotropową sondę pola magnetycznego Microrad 10B o zakresie częstotliwości 1 Hz–400 kHz. Miernik ten umożliwiał zapisywanie pojedynczych wartości zmierzonych w określonych pionach pomiarowych lub zapisywanie sekwencji próbek

pozyskanych w sposób ciągły na przestrzeni czasu z możliwością ustawienia czasu próbkowania od 0,25 s do 60 s.

Tabela 1. Dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych w środowisku dla miejsc dostępnych dla ludności [10]

Parametr fizyczny Zakres częstotliwości pola elektromagnetycznego		Składowa elektryczna E (V/m)	Składowa magnetyczna H (A/m)	Gęstość mocy S (W/m ²)
lp.	1	2	3	4
1	0 Hz	10000	2500	ND
2	od 0 Hz do 0,5 Hz	ND	2500	ND
3	od 0,5 Hz do 50 Hz	10000	60	ND
4	od 0,05 kHz do 1 kHz	ND	3 / f	ND
5	od 1 kHz do 3 kHz	250 / f	5	ND
6	od 3 kHz do 150 kHz	87	5	ND
7	od 0,15 MHz do 1 MHz	87	0,73 / f	ND
8	od 1 MHz do 10 MHz	87 / f ^{0,5}	0,73 / f	ND
9	od 10 MHz do 400 MHz	28	0,073	2
10	od 400 MHz do 2000 MHz	1,375 × f ^{0,5}	0,0037 × f ^{0,5}	f / 200
11	od 2 GHz do 300 GHz	61	0,16	10

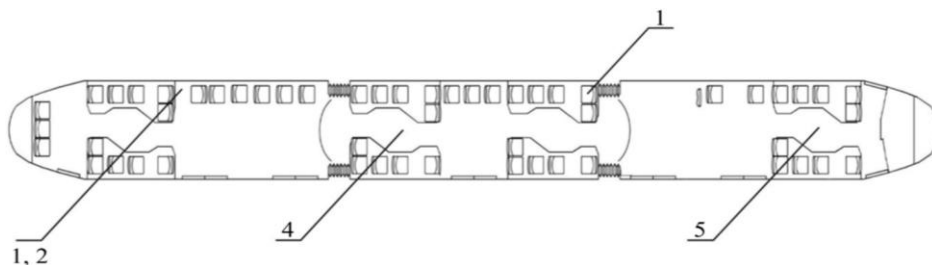
Pomiary przeprowadzono w sześciu nowoczesnych tramwajach zasilanych silnikami prądu przemiennego z sieci trakcyjnej o napięciu 600 V DC. Podstawowe dane techniczne tych pojazdów zestawiono w tabeli 2. Trzy pierwsze tramwaje spotkać można na torach Wrocławia, trzy kolejne na torach Warszawy.

Tabela 2. Parametry techniczne tramwajów, w których wykonano pomiary pola magnetycznego

Lp.	Nazwa tramwaju	Liczba członów	Długość [m]	Liczba miejsc	Liczba wózków	Liczba i moc silników
1	Moderus Gamma LF 07 AC	3	31,9	247/63 siedzące	4 napędowe	8 × 50 kW
2	Pesa Twist 146N	3	27,4	200/40 siedzących	3 w tym 2 napędowe	4 × 105 kW
3	Pesa Twist 2010NW	3	32,1	222/58 siedzących	3 w tym 2 napędowe	4 × 105 kW
4	Pesa Swing 120N	5	30,1	201/44 siedzące	3 w tym 2 napędowe	4 × 105 kW
5	Pesa Jazz 128N	5	29,7	215/28 siedzących	3 w tym 2 napędowe	8 × 60 kW
6	Hyundai Rotem 141N	5	32,9	242/42 siedzące	4 w tym 2 napędowe	8 × 60 kW

3. Wyniki pomiarów pola magnetycznego w tramwajach

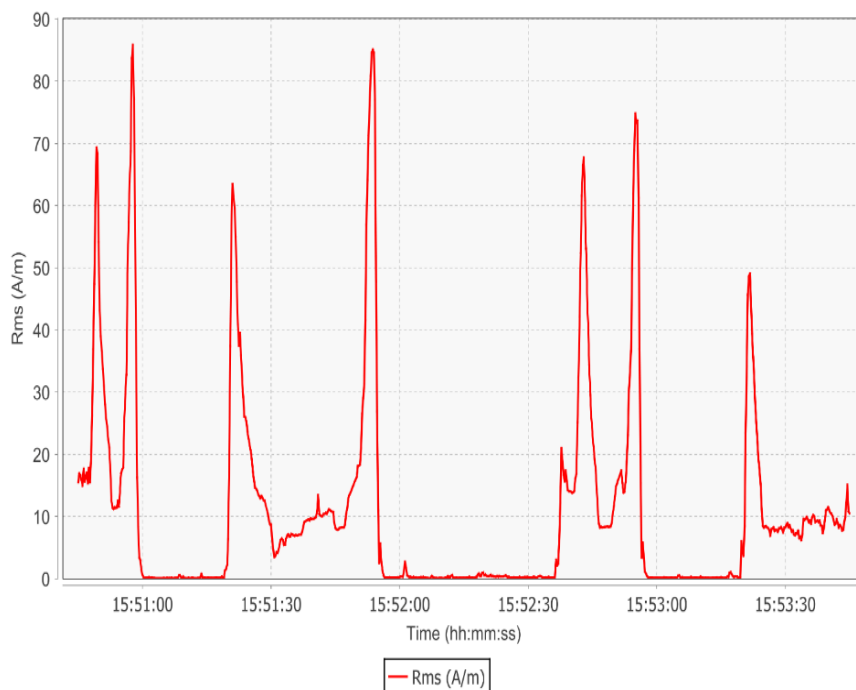
Tramwaje, w których wykonywano pomiary pola magnetycznego różniły się ilością oraz mocą silników, miejscem lokalizacji wózków napędowych oraz innych urządzeń stanowiących potencjalne źródła pola magnetycznego wewnątrz pojazdów (falowniki, rezystory hamowania, pantografy). Lokalizacje pionów pomiarowych w poszczególnych tramwajach wybierano na podstawie danych technicznych określających miejsce zainstalowania urządzeń stanowiących potencjalne źródła pól magnetycznych. W celu określenia maksymalnych wartości tego pola pomiary wykonywano w pobliżu takich urządzeń. Na rysunku 1 przedstawiono miejsca, w których wykonano pomiary wewnątrz tramwaju Moderus Gamma, a w tabeli 3 zestawiono ich wyniki. Na rysunku 2 przedstawiono przykładowe przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w wybranym pionie pomiarowym zarejestrowane podczas jazdy tramwajem z różnymi prędkościami uwzględniającymi przyspieszanie, hamowanie i postój pojazdu. Wykresy te zostały opracowane przy pomocy programu MicroLink, służącego do analizy danych pomiarowych zapisanych w pamięci miernika NHT3DL.



Rys. 1. Lokalizacja pionów pomiarowych w tramwaju Moderus Gamma LF 07 AC

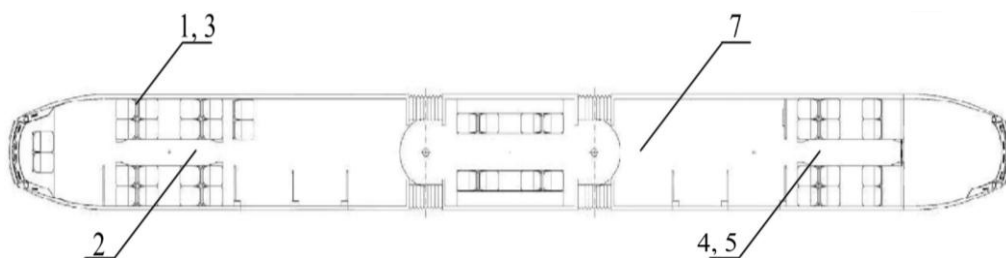
Tabela 3. Wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego w tramwaju Moderus Gamma LF 07 AC

Pojazd	Źródło pola magnetycznego		Miejsce pomiaru		Wartość średnia H_{AVG} [A/m]	Max. wartość H [A/m]	Mediana H [A/m]	Częstotliwość dominująca [Hz]
	Nr pionu pomiarowego		Wysokość pomiaru od podłogi [m]					
Moderus Gamma LF 07 AC	1	Przewody zasilające	1,20	Wys. głowy, siedzenie nad wózkiem napędowym	10,83	85,86	6,29	50,0
	2	Silnik napędowy	0,40	Siedzenie nad wózkiem napędowym	2,32	4,51	1,84	45,0
	4	Falownik	1,75	Środek wózka napędowego	1,23	11,33	1,00	2,0
	5	Pantograf			0,76	13,35	0,58	25,0



Rys. 2. Zmiany natężenia pola magnetycznego w pionie pomiarowym 1 w tramwaju Moderus Gamma

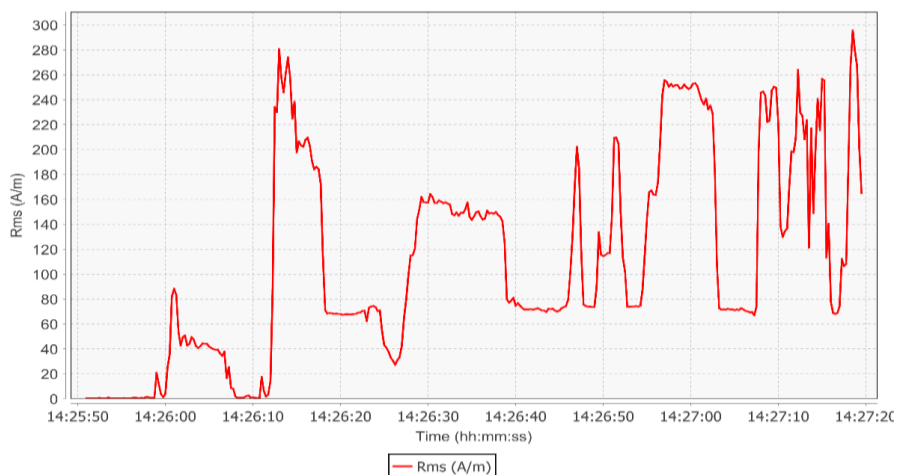
Na rysunku 3 przedstawiono miejsca, w których wykonano pomiary wewnątrz tramwaju Pesa Twist 146N, w tabeli 4 zestawiono ich wyniki, a na rysunku 4 przedstawiono przykładowe przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w wybranym pionie pomiarowym.



Rys. 3. Lokalizacja pionów pomiarowych w tramwaju Pesa Twist 146N

Tabela 4. Wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego w tramwaju Pesa Twist 146N

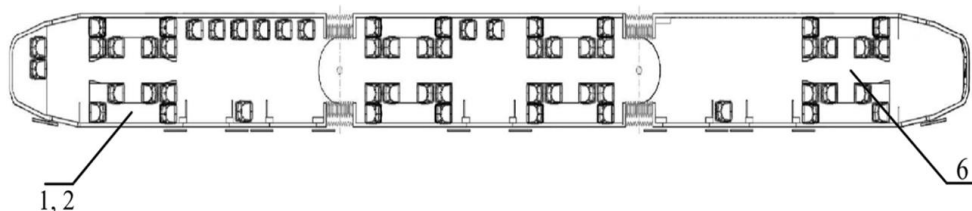
Pojazd	Źródło pola magnetycznego		Miejsce pomiaru		Wartość średnia H_{AVG} [A/m]	Max. wartość H [A/m]	Mediana H [A/m]	Częstotliwość dominująca [Hz]
	Nr pionu pomiarowego		Wysokość pomiaru od podłogi [m]					
Pesa Twist 146N	1	Przewody zasilające	1,20	Wys. głowy, siedzenie nad wózkiem napędowym, przy osłonie przewodów	110,88	295,7	76,78	39,0
	2	Silnik napędowy	0,40	Bezpośrednio na siedzeniu od strony środka wózka napędowego	0,40	2,97	0,25	18,0
	3	Silnik napędowy + Przewody zasilające	0,40	Bezpośrednio na siedzeniu przy oknie, nad wózkiem napędowym	2,88	19,99	1,74	35,0
	4	Falownik		Skrajna część środka wózka napędowego	0,80	2,88	0,53	4,0
	5	Pantograf			1,09	5,33	1,05	10,0
	7	Rezystor hamowania	1,75	Przy przegubie na końcu członu tramwaju	0,35	3,29	0,23	2,0



Rys. 4. Zmiany natężenia pola magnetycznego w pionie pomiarowym 1 w tramwaju Pesa Twist 146N

Na rysunku 5 przedstawiono miejsca, w których wykonano pomiary wewnątrz tramwaju Pesa Twist 2010NW, w tabeli 5 zestawiono ich wyniki, a na rysunku 6 przed-

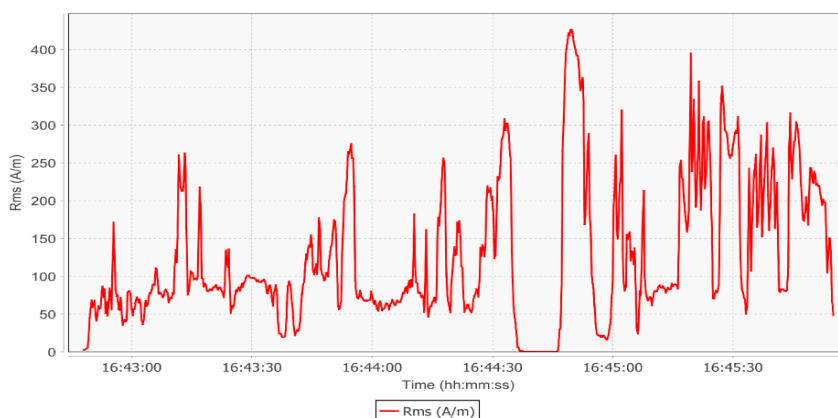
stawiono przykładowe przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w wybranym pionie pomiarowym.



Rys. 5. Lokalizacja pionów pomiarowych w tramwaju Pesa Twist 2010NW

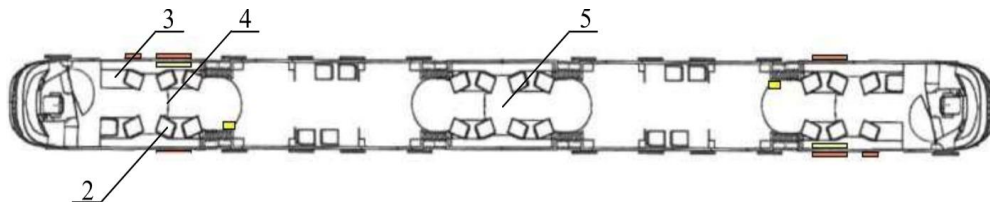
Tabela 5. Wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego w tramwaju Pesa Twist 2010NW

Pojazd	Źródło pola magnetycznego		Miejsce pomiaru		Wartość średnia H_{AVG} [A/m]	Max. wartość H [A/m]	Mediana H [A/m]	Częstotliwość dominująca [Hz]
	Nr pionu pomiarowego		Wysokość pomiaru od podłogi [m]					
Pesa Twist 2010 NW	1	Przewody zasilające	1,20	Wys. głowy, siedzenie, przy osłonie przewodów	125,50	426,4	88,54	40,0
	2	Silnik napędowy	0,63	Bezpośrednio na siedzeniu nad wózkiem napędowym	0,85	3,08	0,60	40,0
	6	Falownik + Pantograf	1,75	Środek wózka napędowego	1,72	10,35	1,45	7,0



Rys. 6. Zmiany natężenia pola magnetycznego w pionie pomiarowym 1 w tramwaju Pesa Twist 2010NW

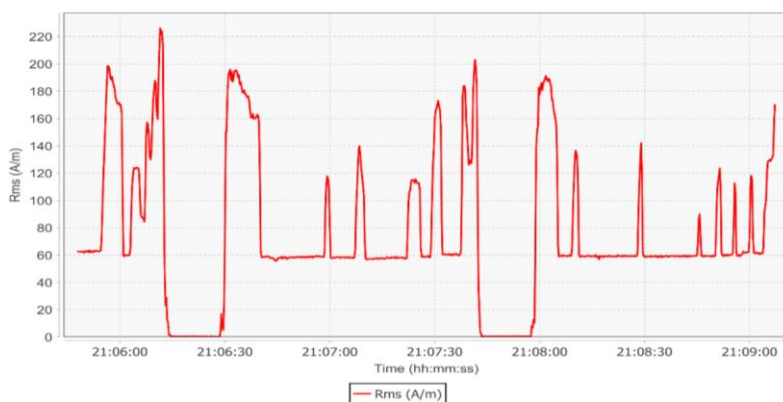
Na rysunku 7 przedstawiono miejsca, w których wykonano pomiary wewnątrz tramwaju Pesa Swing 120N, w tabeli 6 zestawiono ich wyniki, a na rys. 8 przedstawiono przykładowe przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w wybranym pionie pomiarowym.



Rys. 7. Lokalizacja pionów pomiarowych w tramwaju Pesa Swing 120N

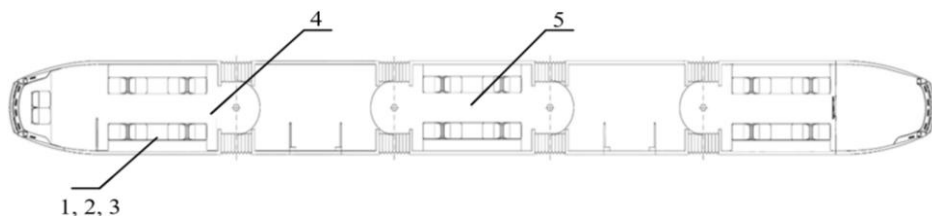
Tabela 6. Wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego w tramwaju Pesa Swing 120N

Pojazd	Źródło pola magnetycznego		Miejsce pomiaru		Wartość średnia H_{AVG} [A/m]	Max. wartość H [A/m]	Mediana H_{AVG} [A/m]	Częstotliwość dominująca [Hz]
	Nr pionu pomiarowego		Wysokość pomiaru od podłogi [m]					
Pesa Swing 120N	2	Silnik napędowy	0,70	Półka przy siedzeniu nad wózkiem napędowym	0,86	3,11	0,71	28,0
	3	Silnik napędowy + Przewody zasilające	0,60	Bezpośrednio na siedzeniu nad wózkiem napędowym	75,22	226,0	59,36	20,0
	4	Falownik	1,75	Środek wózka napędowego	0,89	4,12	0,79	2,0
	5	Pantograf			0,68	5,08	0,36	7,0



Rys. 8. Zmiany natężenia pola magnetycznego w pionie pomiarowym 3 w tramwaju Pesa Swing 120N

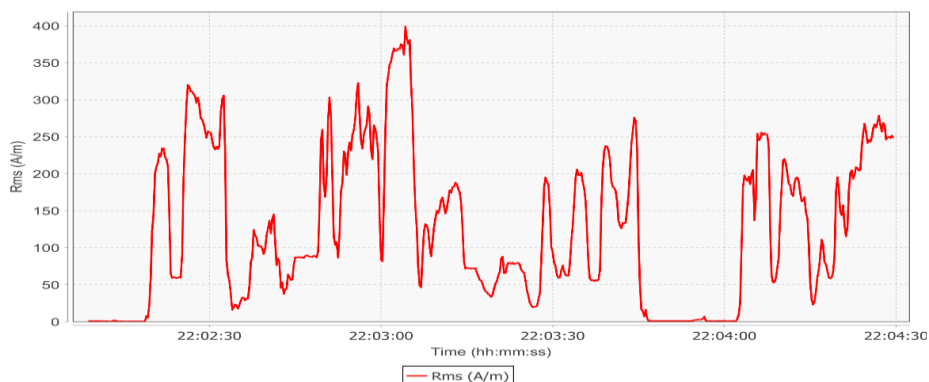
Na rysunku 9 przedstawiono miejsca, w których wykonano pomiary wewnątrz tramwaju Pesa Jazz 128N, w tabeli 7 zestawiono ich wyniki, a na rysunku 10 przedstawiono przykładowe przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w wybranym pionie pomiarowym.



Rys. 9. Lokalizacja pionów pomiarowych w tramwaju Pesa Jazz 128N

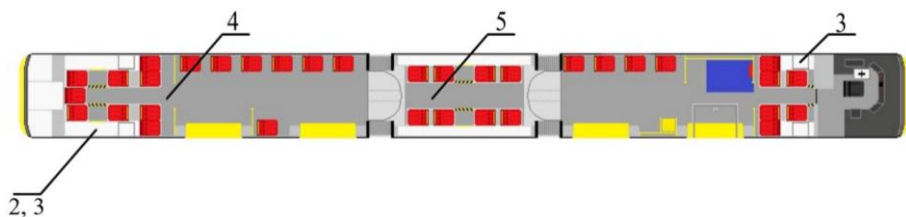
Tabela 7. Wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego w tramwaju Pesa Jazz 128N

Pojazd	Źródło pola magnetycznego		Miejsce pomiaru		Wartość średnia H_{AVG} [A/m]	Max. wartość H [A/m]	Mediana H [A/m]	Częstotliwość dominująca [Hz]
	Nr pionu pomiarowego		Wysokość pomiaru od podłogi [m]					
Pesa Jazz 128N	1	Przewody zasilające	1,20	Wys. głowy, siedzenie, przy osłonie przewodów	124,85	398,8	98,67	20,0
	2	Silnik napędowy	0,63	Bezpośrednio na siedzeniu nad wózkiem napędowym	3,24	12,94	2,20	31,0
	3	Silnik napędowy + przewody zasilające	0,85	Półka przy siedzeniu nad wózkiem napędowym	13,30	48,51	10,42	25,0
	4	Falownik	1,75	Przy przegubie na końcu członu	1,52	9,83	1,43	13,0
	5	Pantograf			0,76	11,27	0,48	7,0



Rys. 10. Zmiany natężenia pola magnetycznego w pionie pomiarowym 3 w tramwaju Pesa Jazz 128N

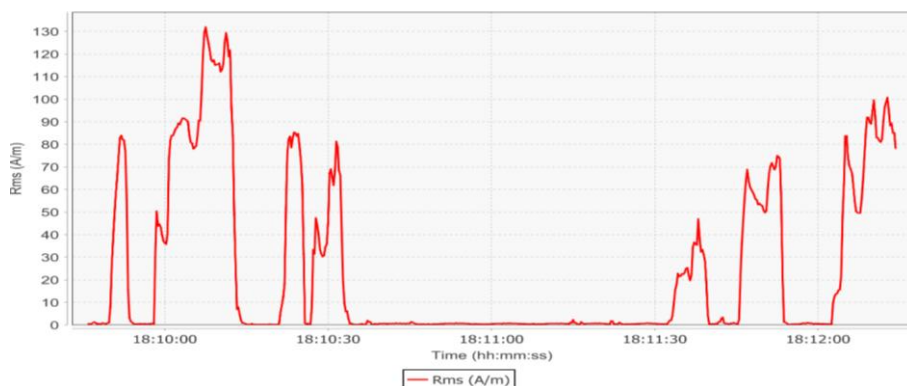
Na rysunku 11 przedstawiono miejsca, w których wykonano pomiary wewnątrz tramwaju Hyundai Rotem 141N, w tabeli 8 zestawiono ich wyniki, a na rys. 12 przedstawiono przykładowe przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w wybranym pionie pomiarowym.



Rys. 11. Lokalizacja pionów pomiarowych w tramwaju Hyundai Rotem 141N

Tabela 8. Wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego w tramwaju Hyundai Rotem 141N

Pojazd	Źródło pola magnetycznego		Miejsce pomiaru		Wartość średnia H_{AVG} [A/m]	Max. wartość H [A/m]	Mediana H_{AVG} [A/m]	Częstotliwość dominująca [Hz]
	Nr pionu pomiarowego		Wysokość pomiaru od podłogi [m]					
Hyundai Rotem 141N	2	Silnik napędowy	0,40	Bezpośrednio na siedzeniu nad wózkiem napędowym	0,80	3,17	0,64	5,0
	3	Silnik napędowy + Przewody zasilające	1,00	Półka przy siedzeniu nad wózkiem napędowym	24,22	131,9	17,7	44,0
	4	Falownik	1,75	Skrajna część środka wózka napędowego	0,81	9,24	0,37	2,0
	5	Pantograf			0,58	1,60	0,26	4,0

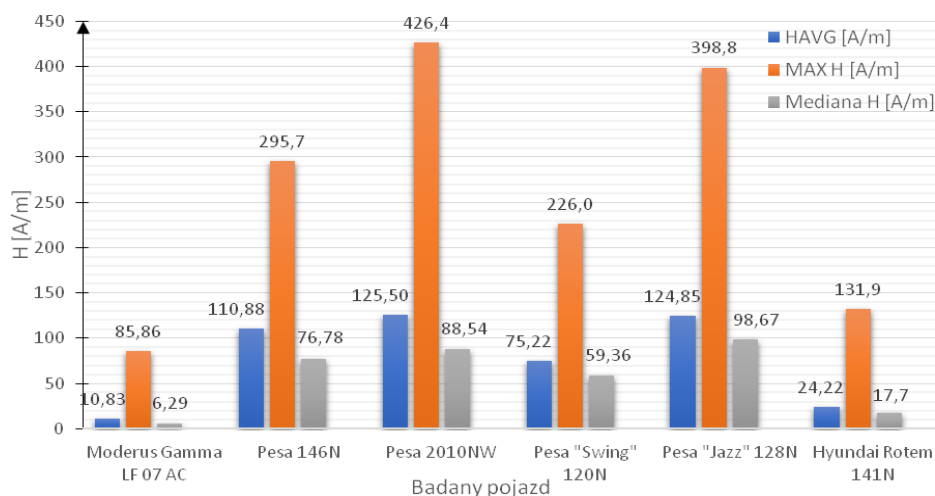


Rys. 12. Zmiany natężenia pola magnetycznego w pionie pomiarowym 3 w tramwaju Hyundai Rotem 141N

4. Analiza wyników pomiarów

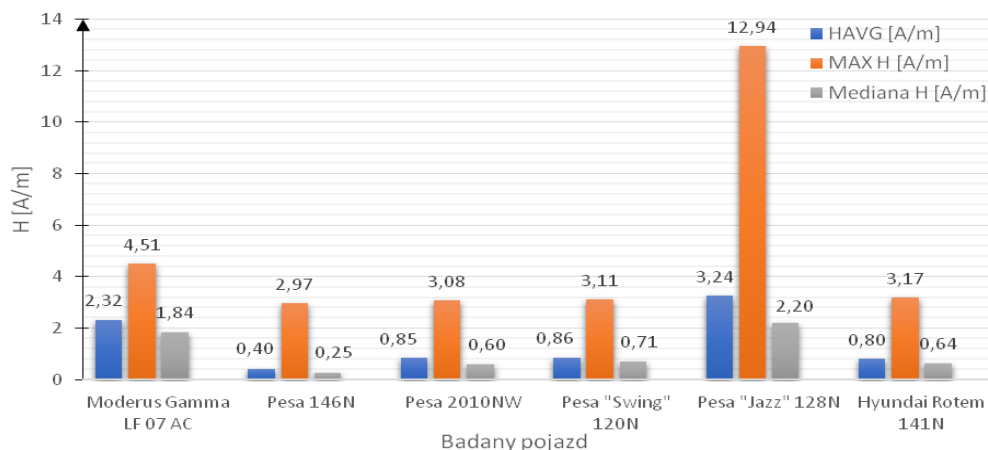
Pomiary pola magnetycznego wykonano w przestrzeniach pasażerskich sześciu różnych tramwajów. Wytypowano w nich potencjalne źródła pola, czyli przewody prowadzone w ścianach tramwajów, miejsca nad wózkami napędowymi z silnikami, falowniki i pantografy umieszczone na dachach pojazdów. Główne pionory pomiarowe oznaczone cyframi od 1 do 7 w tabelach 3–8 uwzględniały właśnie rozmieszczenie tych urządzeń. Do miejsc, w których wykonywano pomiary natężenia pola magnetycznego mają swobodny dostęp pasażerowie podróżujący środkami komunikacji.

Na podstawie uzyskanych wyników pomiarów można stwierdzić, że częstotliwości pola magnetycznego występującego wewnątrz tramwajów w wybranych pionach pomiarowych mieszczą się głównie w przedziale od 1 do 50 Hz. Tylko w nielicznych punktach pomiarowych występowały pola magnetyczne o częstotliwości dominującej 250, 300 lub 600 Hz. Na rysunkach 2, 4, 6, 8, 10 i 12 widać rzeczywiste przebiegi zmian natężenia pola magnetycznego w czasie zmiennych warunków pracy pojazdów szynowych, obejmujących przyspieszanie, jazdę ze stałą prędkością, hamowanie i postój. Pomiary te trwały od 2 do 4 min i były realizowane podczas poruszania się tramwajów między kolejnymi przystankami. Widać na nich wyraźnie dużą zmienność rejestrowanych co 0,25 s wartości natężenia pola magnetycznego. W przypadku pomiarów przeprowadzonych bezpośrednio przy osłonach przewodów, w miejscach, na wysokości głowy pasażerów zarejestrowano największe chwilowe wartości pola magnetycznego, które zestawiono z wartościami średnimi oraz medianą dla poszczególnych rodzajów tramwajów na rys. 13.

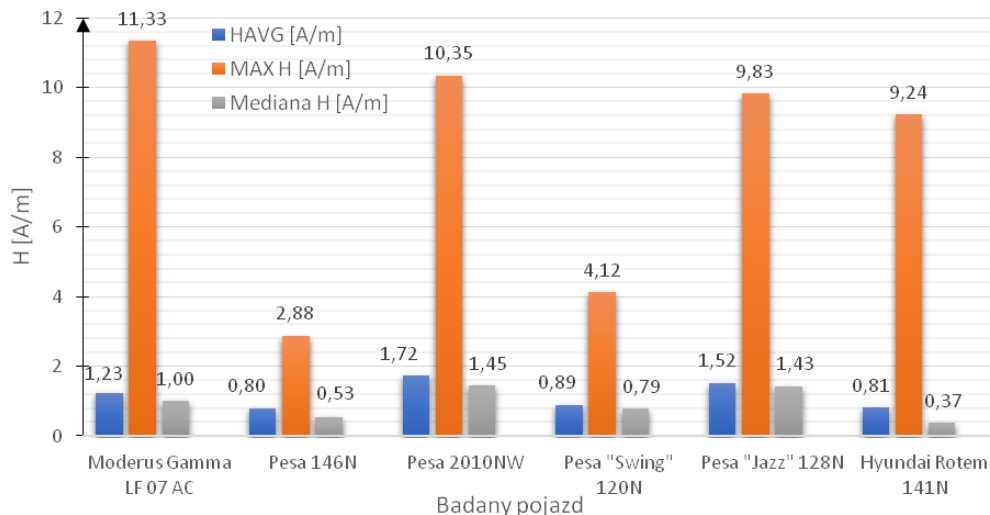


Rys. 13. Parametry statystyczne natężenia pola magnetycznego wyznaczone dla różnych pojazdów w bezpośrednim otoczeniu przewodów zasilających (pasmo częstotliwości 20–50 Hz)

Na rysunku 14 zestawiono wartości średnie, maksymalne oraz mediany natężenia pola magnetycznego wyznaczone na siedzeniach różnych tramwajów usytuowanych bezpośrednio nad wózkami napędowymi, a na rys. 15 porównano wartości natężenia pola magnetycznego wyznaczonego w otoczeniu falowników zainstalowanych na dachach pojazdów.



Rys. 14. Parametry statystyczne natężenia pola magnetycznego wyznaczone dla różnych pojazdów w bezpośrednim otoczeniu silników napędowych (pasmo częstotliwości 5–50 Hz)



Rys. 15. Parametry statystyczne natężenia pola magnetycznego wyznaczone dla różnych pojazdów w bezpośrednim otoczeniu falowników (pasmo częstotliwości 2–13 Hz)

5. Wnioski

W referacie przedstawiono wyniki pomiarów natężenia pola magnetycznego występującego wewnątrz sześciu różnych typów tramwajów. Otrzymane wyniki potwierdzają istnienie w przestrzeni pasażerskiej tramwajów miejsc, w których ludzie są narażeni na działanie pola magnetycznego. Pola te charakteryzują się dużą zmiennością w czasie zarówno co do częstotliwości i amplitudy. Zmiany te wynikają głównie ze zmiennych warunków pracy silników napędowych, falowników i innych urządzeń elektrycznych niezbędnych do prawidłowej pracy pojazdów trakcyjnych. W chwili obecnej brak jest przepisów nakazujących wykonywanie pomiarów pola magnetycznego w tramwajach w odniesieniu do narażenia ludzi. Trudno też odnieść wyniki takich badań do limitów stosowanych w kolejnictwie [9]. Jedynym przepisem precyzującym dopuszczalne poziomy pola elektromagnetycznego w środowisku jest Rozporządzenie Ministra Zdrowia z 17 grudnia 2019 r. [10]. Odnosząc się do limitów przedstawionych w tabeli 1 można stwierdzić na podstawie przeprowadzonych badań, że w większości miejsc dostępnych dla pasażerów w tramwajach pole magnetyczne (wartości uśrednione w czasie jak i maksymalne) nie przekraczają 60 A/m (wartość dopuszczalna dla składowej magnetycznej z zakresu częstotliwości od 0,5 Hz do 50 Hz). Istnieją jednak takie miejsca, w których pole magnetyczne (wartości chwilowe lub średnie) może wielokrotnie przekroczyć wartość dopuszczalną 60 A/m.

Zdaniem autorów referatu istnieje potrzeba nowelizacji Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 2 marca 2011 r. [12], w którym należałoby określić metody wyznaczania pola magnetycznego w tramwajach w odniesieniu do narażenia pasażerów, sprecyzować dopuszczalne limity dla pól magnetycznych o różnych częstotliwościach oraz wprowadzić obowiązek wykonywania takich pomiarów przez producentów tramwajów.

Literatura

- [1] <https://mpk.wroc.pl>
- [2] Ptitsina N., Ponzetto A., *Magnetic fields encountered in electric transport: Rail systems, trolleybus and cars*, International Symposium on Electromagnetic Compatibility – EMC EUROPE, 17–21 September 2012, Rome, Italy.
- [3] Halgamuge Malka N., Chathurika D., Abeyrathne: *Measurement and analysis of electromagnetic fields from trams, trains and hybrid cars*, Radiation Protection Dosimetry, 2010, Vol. 141, No. 3, 255–268.
- [4] Nugroho H.W., 1, Sudrajat M.I., Bakti A.N., Yudhistira A., Arjadi R.H., *Measurement of magnetic fields on electric train*, IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering, 2020, 722.
- [5] Contessa G.M., Falsaperla R., Brugaletta V., Rossi P., *Exposure to magnetic fields of railway engine drivers. A case study in Italy*, Radiation Protection Dosimetry, 2010, 142, 160–167.
- [6] Gryz K., Karpowicz J., Molenda M., Zradziński P., *Ekspozycja na pola elektromagnetyczne w elektrycznych pojazdach komunikacji miejskiej*, Bezpieczeństwo pracy, 2007, 7–8, 24–27.
- [7] Garczarek A., Stachowiak D., *Badanie i analiza pól magnetycznych generowanych przez pojazdy trakcyjne w odniesieniu do narażenia ludzi*, Przegląd Elektrotechniczny, 2022, nr 8, 179–184.

- [8] Lista Prezesa UTK – Lista Prezesa Urzędu Transportu Kolejowego w sprawie właściwych krajowych specyfikacji technicznych i dokumentów normalizacyjnych, których zastosowanie umożliwia spełnienie zasadniczych wymagań systemu kolei; UTK, Warszawa, 14.02.2024 r.
- [9] PN-EN 50500:2008/A1:2015-10. *Procedury pomiaru poziomów pól magnetycznych generowanych przez urządzenia elektroniczne i elektryczne w środowisku kolejowym w odniesieniu do narażenia ludzi.*
- [10] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku, Dz.U. z 2019, poz. 2448.
- [11] Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 czerwca 2018 r. w sprawie najwyższych dopuszczalnych stężeń i natężeń czynników szkodliwych dla zdrowia w środowisku pracy, Dz.U. z 2018 r., poz. 1286 z późn. zm.
- [12] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 2 marca 2011 r. w sprawie warunków technicznych tramwajów i trolejbusów oraz zakresu ich niezbędnego wyposażenia, Dz.U. Nr 65, poz. 344.

Stefan GIERLOTKA

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce SEP

PIORUNY CATATUMBO

W referacie omówiono ciekawe zjawisko wyładowań atmosferycznych występujące w basenie jeziora Maracaibo, w Wenezueli. Zjawisko nazwane Pioruny Catatumbo charakteryzują się intensywnością wyładowań przez 320 dni w roku, przez 7 godzin nocnych. Wyładowania piorunów odbywają się w sposób ciągły, do 30 uderzeń na minutę. Treść referatu wyjaśnia przyczynę generowania ładunku elektrycznego w chmurach o tak dużej i długotrwałej energii. Autor opisuje własną relację z obserwacji tego zjawiska oraz poczynione wnioski.

1. Wprowadzenie

Wenezuela ma wiele fascynujących miejsc do odkrycia, z których jednym są Pioruny Catatumbo. Zjawisko stanowi wyjątkowy cud natury i występuje w zachodniej Wenezueli, na południu jeziora Maracaibo – największego jeziora Ameryki Łacińskiej.



Fot. 1. Pioruny Catatumbo nad jeziorem Maracaibo w Ameryce Południowej

Pioruny charakteryzują się intensywnością wyładowań elektrycznych z chmury do ziemi i między chmurami w sposób prawie ciągły. Pioruny obserwowane są przez ponad 320 dni w roku, w ciągu 7 godzin nocnych. W okresie szczytowym obserwuje się od 16 do 30 uderzeń pioruna na minutę. Pioruny pojawiają się po zachodzie słońca, kiedy niebo jest ciemne. Największa aktywność występowania piorunów jest w porze suchej, między kwietniem a listopadem.

Pierwszą wzmiankę o piorunach z Catatumbo przytoczył pisarz Lope de Vega (1562–1635) w swoim utworze *La Dragontea* z 1598 roku. W 1800 roku, pruski przyrodnik Aleksander Humboldt podczas pobytu w Wenezueli, poczynił obserwacje tego zjawiska i opisał jako elektryczne fosforyzujące poświaty. W 2013 roku region jeziora Maracaibo został wpisany do Księgi rekordów Guinnessa jako region o najwyższej intensywności wyładowań na świecie.

2. Warunki występowania piorunów

Wyładowania atmosferyczne – Pioruny Catatumbo powstają w specyficznych warunkach geograficznych. Jezioro Maracaibo otoczone jest od zachodniej strony łańcuchem górskim Sierra de Perija o wysokości do 3750 m n.p.m. oraz od strony wschodniej Cordillera de Merida, wenezuelską odnogą Andów. Od strony północnej jezioro otwiera się na Zatokę Wenezuelską z jej ciepłymi wodami. Zapadlisko Maracaibo



Fot. 2. Położenie jeziora Maracaibo w Ameryce Południowej

tworzą utwory kredowe i trzeciorzędowe bogate w złoża ropy naftowej. Pioruny występują w zlewisiku rzeki Catatumbo, od której pochodzi ich nazwa. Rzeka Catatumbo o długości 450 km wypływa ze źródła na wschodnim zboczu wschodniej Kordyliery w Kolumbii. Końcowa część biegu rzeki ma liczne meandry i rozlewa się deltą do jeziora Maracaibo, objętą przez Park Narodowy Ciénagas. Wenezuela leży w strefie klimatu podrównikowego wilgotnego z porą deszczową maj – listopad. Na południu jeziora średnia wartości opadów deszczu przekracza 4500 mm i jest znacznie większa niż na stronie północnej [2].

Po zachodzie słońca, kiedy parowanie jest większe, silne wiatry wilgotnego powietrza napływają z północnego wschodu jeziora od strony Karaibów i nacierają na masyw górski Sierra de Perijá. Wytworzony prąd wiatru podrywa do góry nagrzane masy powietrza znad jeziora Maracaibo. Ciepłe powietrze unosi się na wysokość około 10 km i tam ochładza się. Zawarta w wyniesionym powietrzu para wodna skrapla się, tworząc wypiętrzone, gęste chmury burzowe cumulonimbusy z ładunkiem elektrycznym [2]. Cały proces jest powodowany przez dopływ gorącego powietrza i pary wodnej odparowywanej z jeziora Maracaibo. W regionie równikowym powietrze nagrzewa się szybko, ponieważ otrzymuje większe promieniowanie słoneczne.

3. Elektryzacja chmur burzowych w środowisku jeziora Maracaibo

Obserwując, te ciekawe zjawisko przyrodnicze, zainteresowanie wzbudza wytwarzanie tak dużej i długotrwałej energii elektrycznej powodującej serie wyładowań atmosferycznych. Elektryzacja chmur polega na wytwarzaniu potencjału elektrostatycznego przez przemieszczanie się swobodnych ładunków elektrycznych pod wpływem oddziaływania zewnętrznego [1]. Powstająca różnica potencjałów zależy od zgromadzonego w chmurze ładunku i jego pojemności do obiektów sąsiednich. Proces powstawania ładunków elektrostatycznych podczas pocierania różnych materiałów zwany jest tryboelektryzacją. Przykładem może być gromadzenie ładunków elektrycznych na samolotach przez tarcie w powietrzu. Opracowany szereg tryboelektryczny materiałów określa, które substancje wykazują większą skłonność do elektryzowania ładunkiem dodatnim, a które ujemnym. Na podstawie tego szeregu można stwierdzić, że powietrze aktywnie gromadzi elektryczne ładunki dodatnie, a ziemia ładunki ujemne. Dużą podatność do gromadzenia ładunków elektrycznych wykazuje para wodna [3].

W przypadku chmur burzowych nad jeziorem Maracaibo, ładunki mogą powstawać na skutek wzajemnego tarcia mas powietrza, a również tarcia mas powietrza o zbocze masywu górskiego Sierra de Perijá. Sąsiadujące z jeziorem zbocze zbudowane ze skał metamorficznych i osadowych z przewagą skał wapiennych. Przewodność elektryczna skał osadowych jest na ogół mała. Skały wapienne, dolomity, marmury mają rezystywność w granicach 10^2 – $10^5 \Omega\text{m}$ i mogą brać udział w tryboelektryzacji

[2]. Ocieranie się o te wapienne skały prądu mas powietrza wynoszonego znad jeziora może powodować wytwarzanie w nim ładunków elektrostatycznych.



Fot. 3. Wyładowania atmosferyczne nad jeziorem Maracaibo

Sam proces powstawania w chmurach ładunków elektrostatycznych o tak dużej energii jest procesem skomplikowanym. Powstawanie energii elektrostatycznej w chmurze burzowej nad jeziorem Maracaibo jest superpozycją kilku przyczyn generujących ładunki elektrostatyczne. Oprócz powstawania w chmurze ładunków przez tryboelektryzację, mogą one też powstawać przez przemieszczanie się w ziemskim polu magnetycznym. Również docierające do Ziemi z prędkością bliską prędkości światła promieniowanie kosmiczne, może elektryzować chmury przez zderzenia cząstek promieniowania z atomami atmosfery [3]. Inną przyczyną powstawania ładunków na kryształach lodu w chmurze może być piroelektryczność. Powoduje ona powstawanie ładunków elektrostatycznych w kryształkach lodu chmury burzowej pod wpływem zmian temperatury.



Fot. 4. Las namorzynowy z uszkodzonymi przez piorun wierzchołkami drzew

Z przeprowadzonych obserwacji terenu, nad którym występuje te zjawisko zauważono, że wszystkie wysokie drzewa mają poubijane i opalone wierzchołki, podobnie jak w parku sekwoi w Kalifornii. Wyładowania piorunowe nad namorzynowym lasem jeziora Maracaibo są kierowane od chmury burzowej do wierzchołków wywyższających się drzew.

4. Obecność węglowodorów w atmosferze i ich wpływ na napięcie przebicia

Epicentrum piorunów znajduje się w bagnistym obszarze ujścia rzeki Catatumbo. W tym bagnistym obszarze ujścia rzeki stwierdzono obecność metanu w powietrzu. Metan pochodzi nie tylko z bagien, ale także ze szczelin skał będących złożami lekkich węglowodorów występujących w basenie jeziora Maracaibo. Powstający na bagnach metan jest lżejszy od powietrza i unosi ku chmurom. Badanie balonem meteorologicznym nad tym regionem wykazało stężenie metanu w chmurach konwekcyjnych do 0,1% CH₄. Zjawisko to nasila się po zachodzie słońca. Wytwarzanie metanu z bagien w wyniku rozkładu detrytusów i próchnicy zwiększa się latem, ponieważ wody są płytsze, a średnia temperatura rośnie, ułatwiając rozkład materii organicznej. Jest to przyczyną tego, że błyskawice są bardziej widoczne w czasie suszy.

Maksymalny ładunek elektryczny zgromadzony w chmurze jest ograniczony przez napięcie przebicia powietrza atmosfery. Gaz staje się przewodnikiem, gdy część jego cząstek zostanie zjonizowana. Jonizacja gazu polega na rozszczepieniu na elektrony i jony dodatnie. Napięcie zapłonu jonizujące gaz zależy od różnych domieszek w gazie [1]. Występujący metan na bagnistym obszarze ujścia rzeki Catatumbo może być przyczyną zwiększenia przewodnictwa powietrza, sprzyjając wyładowaniom elektrycznym przy niższym napięciu przebicia.

5. Wyładowania bez charakterystycznego grzmotu

Większości obserwowanych błyskawic jest bezgłówna. Charakterystyczny wyładowaniom atmosferycznym akustyczny grzmoty nie jest słyszalny w tym zjawisku. Słychać tylko charakterystyczne szemranie po wyładowaniach.

Pioruny, jak każde inne akustyczne zjawiska, są słabo słyszalne, gdy wiatr zawiewa huk grzmotu w górę a nie w poziomie. Fala akustyczna jest falą mechaniczną a nie elektromagnetyczną. Powiew wiatru zmienia kierunek rozchodzenia się słyszalnego grzmotu. Nad jeziorem Maracaibo pęd wiatru posiada kierunek od tafla jeziora w górę i tam zabiera fale akustyczne. Podobnie jak słyszalność dzwonów: gdy wiatr wieje w kierunku obserwatora, dźwięk dzwonu jest dobrze słyszalny, gdy natomiast kierunek wiatru jest przeciwny, dzwonów nie słyszymy.

6. Własna relacja z obserwacji zjawiska

Miałam okazję obserwować te ciekawe zjawisko w styczniu 2024 roku, w porze suchej miejscowego klimatu. Obserwacje prowadziłem na południowym skraju jeziora Maracaibo, u ujścia rzeki Escalante. W godzinach południowych pogoda była ciepła i prawie bezwietrzna z kilkoma małymi chmurami pierzastymi typu cirrusy. Krótko przed zachodem słońca powietrze stało się parne. Pojawiła się rosa, a całe moje ciało stało się wilgotne. Na niebie od strony północnej (od Karaibów) pojawiły się ciemne i ciężkie chmury. O zachodzie słońca, chmury zaczęły się przemieszczać z dużą prędkością w kierunku południowym. W nocy, około godziny 22 wilgotność powietrza zmalała, temperatura się ochłodziła a na horyzoncie od strony rozlewiska ujścia rzeki Catatumbo pojawiły się pierwsze poświaty wyładowań atmosferycznych. Największa intensywność wyładowań była między 1 a 3 godziną nocy. Wyładowania miały charakter seryjny na szerokim zakresie obserwowanego obszaru. Występowały kilkuminutowe przerwy z pojedynczymi wyładowaniami, a następnie kolejna seria wyładowań. Grzmoty większości obserwowanych błyskawic były słabo słyszalne. Oszacowałem odległość obserwacji do rejonu wyładowań od 4 do 20 km. Miejscem największej intensywności wyładowań był las namorzynowy u ujścia rzeki Catatumbo do jeziora Maracaibo. Obserwowane błyskawice wydawały się pochodzić z głębokiego wnętrza chmury, a nie z jej obrzeży.



Fot. 5. Zorganizowane miejsce nocnych obserwacji piorunów na jeziorze Maracaibo w formie klatki Faradaya

W ciągu dnia opłynąłem łodzią teren rozlewiska rzeki Catatumbo i zaobserwowałem dużą ilość martwych pni drzew nad namorzynowym lasem. Kiedy wpłynąłem łodzią w namorzyny i wiosłem poszturchałem po dnie to z wody wyłaniały się pęcherzyki, nie określiłem, czy to był metan czy dwutlenek węgla. Oba te gazy wpływają na obniżenie wartości przebicia elektrycznego powietrza pod wpływem pola elektrycznego.

Literatura

- [1] Flisowski Z., *Technika wysokich napięć*, WNT, Warszawa 1988.
- [2] Gierlotka S., *Wenezuela i jej ciekawostki elektryczne*, Elektro Info., 2025, nr 1–2.
- [3] Halliday D., Resnick R., *Fizyka*, Tom 1 i 2, PWN, Warszawa 2001.

ANALIZA ROZWIĄZAŃ ROZDZIELNIC SN Z IZOLACJĄ GAZOWĄ SF₆ W KONTEKŚCIE NOWYCH REGULACJI UNIJNYCH DOTYCZĄCYCH FLUOROWANYCH GAZÓW CIEPLARNIANYCH

W referacie przedstawiono wybrane aspekty dotyczące rozdzielnic SN oraz stosowanych w nich rozwiązań w kontekście nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych. Przedstawiono rozwiązania i parametry rozdzielnic SN z izolacją gazową SF₆. Przedstawiono nowe regulacje unijne dotyczące fluorowanych gazów cieplarnianych i omówiono ich konsekwencje dla istniejących i przyszłych rozwiązań rozdzielnic SN z izolacją gazową oraz określono wyzwania dla producentów rozdzielnic SN w tym zakresie.

1. Wprowadzenie

Rozdzielnice stanowią zespół urządzeń elektroenergetycznych wraz z szynami zbiorczymi, połączeniami elektrycznymi, elementami izolacyjnymi, konstrukcją mechaniczną i osłonami, który wspólnie tworzy układ zdolny do rozdzielania energii elektrycznej przy jednym poziomie napięcia, jak również do łączenia i zabezpieczenia obwodów zasilających i odbiorczych [3].

Rozdzielnice SN są jednymi z najważniejszych elementów instalacji elektroenergetycznych w obiektach: energetyki zawodowej, przemysłowych, handlowych, usługowych, biurowych i użyteczności publicznej. Buduje się je na napięcia znamionowe o wartościach: 7,2, 12, 17,5, 24 i 36 kV do wykorzystania w sieciach średniego napięcia: 6, 10, 15, 20 i 30 kV oraz na prądy znamionowe ciągłe szyn zbiorczych i pól zasilających od 400 do 4000 A [8]. Prądy znamionowe krótkotrwałe (*n*-sekundowe) tych rozdzielnic osiągają wartości: 10, 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40 i 50 kA, a prądy dynamiczne wynoszą odpowiednio 25, 40, 50, 63, 80, 100 i 125 kA [2].

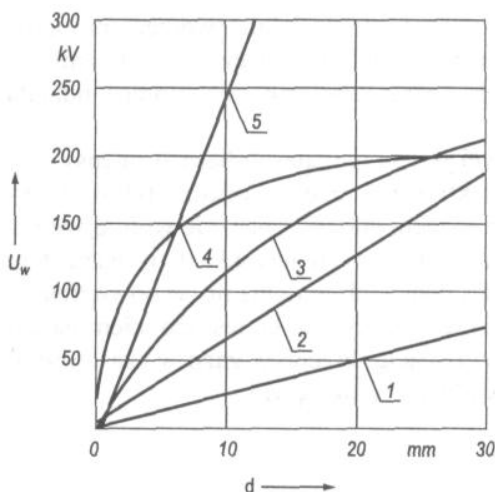
Z racji kluczowej funkcji w instalacji elektroenergetycznej rozdzielnice SN powinny stanowić optymalne rozwiązanie dostosowane do parametrów instalacji, warunków w których urządzenia te są zamontowane i eksploatowane oraz oczekiwań użytkownika (inwestora) [3]. Takie rozdzielnice powinny charakteryzować się wysokim poziomem technicznym, niezawodnością działania, prostotą i funkcjonalnością, bezpieczeństwem i komfortem obsługi, odpornością na czynniki zewnętrzne i łatwością wprowadzania

różnorodnych modyfikacji. Ponadto muszą to być rozwiązania nowoczesne, dostosowane do istniejących przepisów i zgodne z obowiązującymi trendami w technice i technologii stosowanej w elektroenergetyce.

2. Sześćciofluorek siarki (SF_6)

Sześćciofluorek siarki (SF_6) jest jednym z ważniejszych mediów używanych w urządzeniach elektroenergetycznych użytkowanych w elektroenergetyce. Posiada doskonałe właściwości izolacyjne znacznie lepsze niż powietrze o ciśnieniu atmosferycznym, co wykorzystuje się w izolacji międzybiegu nowej i doziemnej urządzeń elektroenergetycznych. Ponadto sześćciofluorek siarki pod względem zdolności do gaszenia łuku elektrycznego, jest gazem o znacznie lepszych parametrach od powietrza. Wynika to z jego silnie elektroujemnych właściwości objawiających się przyciąganiem elektronów w strefie łuku i tworzeniem jonów ujemnych o dużej bezwładności, które z kolei łatwo łączą się z jonami dodatnimi tworząc dwie cząstki elektrycznie obojętne. Dzięki czemu skutecznie gasi łuk elektryczny w łącznikach (wyłącznikach, rozłącznikach) wykorzystujących to medium.

Sześćciofluorek siarki w stanie pierwotnym jest bezbarwny, bezwonny, niepalny, nie toksyczny i bardzo stabilny chemicznie [4]. Spośród znanych powszechnie gazów najtrudniej wchodzi w reakcje chemiczne. Pozwala się sprężyć do stanu ciekłego w temperaturze 20°C , co umożliwia transport i przechowywanie gazu w butlach.



Rys. 1. Zależność wytrzymałości elektrycznej U_w od środowiska i odległości d między elektrodami:

- 1 – powietrze przy ciśnieniu 0,1 MPa; 2 – SF_6 przy ciśnieniu 0,1 MPa; 3 – olej; 4 – próżnia;
- 5 – SF_6 przy ciśnieniu 0,5 MPa [4]

Sześćciofluorek siarki odznacza się dużą wytrzymałością elektryczną przy ciśnieniu atmosferycznym, która jest 2–3 razy większa niż powietrza. Na rysunku 1 przedstawiono zależność wytrzymałości elektrycznej od środowiska i odległości między elektrodami.

3. Rozwiązania rozdzielnic SN z izolacją gazową SF₆

Rozdzielnice SN ze względu na zastosowane rozwiązania konstrukcyjne można podzielić na:

- rozdzielnice w izolacji powietrznej – otwarte, częściowo osłonięte;
- rozdzielnice w izolacji powietrznej – prefabrykowane, osłonięte, z podziałem na przedziały;
- rozdzielnice w izolacji gazowej SF₆ – prefabrykowane, osłonięte, z podziałem na przedziały, całkowicie lub częściowo w izolacji gazowej SF₆.

Rozdzielnice SN są realizowane w izolacji powietrznej lub izolacji gazowej SF₆. Przeważnie są to konstrukcje jedno- lub dwuczłonowe wykonane w wersji jednoprzedsziałowej lub wieloprzedsziałowej, realizowane w układzie z pojedynczym niesekcjonowanym lub sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych [2].

Rozdzielnice SN realizowane w izolacji gazowej SF₆ stanowią obecnie najbardziej zaawansowane technologicznie rozwiązania rozdzielnic SN. Można je podzielić na dwie grupy. Pierwsza grupa to rozdzielnice wykorzystujące izolację gazu w głównych urządzeniach łącznikowych poprzez umieszczenie ich w szczelnie zaspawanych zbiornikach. Druga grupa to rozdzielnice, w których aparatura łączeniowa i szyny zbiorcze rozdzielnic są umieszczone w szczelnym zbiorniku ze stali nierdzewnej wypełnionym gazem SF₆. Główną aparaturę łączeniową powyższych rozdzielnic stanowią wyłączniki próżniowe lub z sześćciofluorkiem siarki.

Zastosowanie w rozdzielnicach izolacji aparatury łączeniowej gazem SF₆ pozwala z jednej strony na zachowanie doskonałego stanu technicznego rozdzielnic przez długi okres, a z drugiej – ułatwia i ogranicza do niezbędnego minimum wymagane czynności eksploatacyjne [2].

Rozdzielnice z izolacją gazową SF₆ mogą być wykonywane wg gotowych już konfiguracji lub w postaci pojedynczych pól o zróżnicowanym zastosowaniu. W rozdzielnicach wszystkie aparaty łączeniowe oraz szyny zbiorcze są zamknięte w szczelnym zbiorniku wypełnionym gazem SF₆. Ze względu na szczelność zbiornika, połączenia szyn zbiorczych pomiędzy polami rozdzielczymi, odbywają się za pomocą specjalnego zestawu złączy, dzięki którym otrzymuje się przepływ prądu przy równoczesnej pełnej izolacji pola elektrycznego.

Rozdzielnice z izolacją gazową SF₆ charakteryzuje: bardzo duże bezpieczeństwo obsługi; bardzo duża trwałość mechaniczna i łączeniowa zastosowanych łączników; duża odporność na wpływ środowiska; blokady napędów łączników uniemożliwiające

wykonanie błędnych połączeń; bardzo małe wymagania dotyczące obsługi i konserwacji. W rozdzielnicach z izolacją gazową SF₆ pierwszy przegląd powinien być wykonany dopiero po 10 latach eksploatacji [2].

Rozdzielnice SN w izolacji gazowej SF₆ cechują się tym, że posiadają dużo mniejsze wymiary i masę, przez co znajdują szerokie zastosowanie np. w pomieszczeniach o małej powierzchni. Ich budowa jest bardziej skomplikowana, posiadają dużą liczbę przedziałów funkcjonalnych, co bardzo poprawia bezpieczeństwo obsługi dla personelu oraz ogranicza negatywne oddziaływanie w przypadku wystąpienia zwarć wewnętrznych. Rozdzielnice te wykorzystują nowszą technologię gaszenia łuku w łącznikach i wykonane są z bardzo wysokiej klasy materiałów. Są bardziej niezawodne niż rozdzielnice w izolacji powietrznej, gdyż główna idea konstrukcji została oparta na zapobieganiu wystąpieniu awarii. Dzięki takiemu rozwiązaniu przez pierwsze 10 lat jej użytkowania zbędne są zabiegi konserwacyjne, a gwarancja bezawaryjnej pracy takiej rozdzielnicy obejmuje często okres 30 lat [3]. Jednak w rzadkich przypadkach, gdy awaria już wystąpi, nie ma możliwości dostępu do urządzeń lub elementów umieszczonych w szczelnym zbiorniku wypełnionym gazem, dlatego usunięcie jej trwa dłużej i jest bardziej kłopotliwe niż w przypadku rozdzielnic z izolacją powietrzną. Dodatkowo koszt tego typu rozdzielnicy jest znacznie większy, co może mieć znaczący wpływ na rezygnację z jej zakupu i wybór tańszej rozdzielnicy w izolacji powietrznej.

Tabela 1. Zestawienie parametrów technicznych wybranych rozdzielnic SN w izolacji gazowej SF₆ [6]

Producent	ABB			ZPUE	
Oznaczenie producenta:	ZX0	ZX1.2	ZX2	Rotoblok SF	TPM
Napięcie znamionowe [kV]	24	24	24	25	25
Napięcie robocze [kV]	20	20	20	20	20
Wytrzymałość izolacji dla napięcia probierczego 50 Hz/1 min [kV]	50	50	50	60	60
Wytrzymałość izolacji dla napięcia udarowego 1,2/50 µs [kV]	125	125	125	145	145
Układ szyn zbiorczych	pojedynczy	pojedynczy	podwójny	poziomy	poziomy
Prąd znamionowy szyn zbiorczych [A]	2500	2500	2500	630	630
Dopuszczalny prąd zwarcia w ciągu 3 s [kA]	31,5	31,5	40	20	16
Dopuszczalny prąd zwarcia szczytowy [kA]	80	80	100	50	50
Stopień ochrony zbiornika z SF ₆	IP65	IP65	IP65	IP67	IP67
Stopień ochrony obudowy	IP4X	IP4X	IP4X	IP4X	do IP54
Temperatura pracy otoczenia [°C]	-15-+40	-15-+40	-15-+40	-15-+40	-15-+40
Odporność na działanie łuku wewnętrznego [kA/1 s]	25	31,5	40	16	20
Wymiary zewnętrzne rozdzielnicy wys./szer./gł. [mm]	2100/400/950	2100/600/1300	2300/600/1760	1950/375/950	1480/475/740

Tabela 1 cd.

Oznaczenie producenta:	8DJH	8DJ10	RM6
Napięcie znamionowe [kV]	24	24	24
Napięcie robocze [kV]	20	20	20
Wytrzymałość izolacji dla napięcia probierczego 50 Hz/1 min [kV]	50	50	50
Wytrzymałość izolacji dla napięcia udarowego 1,2/50 μ s [kV]	125	125	125
Układ szyn zbiorczych	pojedynczy	pojedynczy	pojedynczy
Prąd znamionowy szyn zbiorczych [A]	630	630	630
Dopuszczalny prąd zwarcia w ciągu 3 s [kA]	20	20	20
Dopuszczalny prąd zwarcia szczytowy [kA]	50	50	50
Stopień ochrony zbiornika z SF ₆	IP65	IP65	IP67
Stopień ochrony obudowy	do IP3X	do IP3X	do IP3X
Temperatura pracy otoczenia [°C]	-25-+70	-40 +70	-25 +40
Odporność na działanie łuku wewnętrznego [kA/1 s]	20	20	20
Wymiary zewnętrzne rozdzielnicys wys./szer./gł. [mm]	1700/500/890	1360/780/710 (2RK+1T)	1140/1186/710 (zestaw 3-polowy)



Rys. 2. Widok przedni rozdzielnicys SN w izolacji gazowej typu 8DJH firmy Siemens [6], [11]

4. Obecne i przyszłe uwarunkowania wykorzystania sześćciofluorku siarki (SF₆)

Sześćciofluorek siarki (SF₆) należy do bardzo silnych gazów cieplarnianych, jest bowiem zaliczany do grupy fluorowanych gazów (F-gazów) cieplarnianych, charakteryzujących się szczególnie wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP (ang. *Global Warming Potential*), który określa zdolność do tworzenia efektu cieplarnianego. Dla SF₆ wartość tego współczynnika wynosi 23 000 jednostek, co oznacza, że emisja jednego kilograma tego gazu do atmosfery odpowiada emisji równej 23 000 kg CO₂ [5]. Dodatkowo problemem jest jego utylizacja, bowiem jego czas rozkładu w atmosferze wynosi 3200 lat.

Unia Europejska podejmuje działania dotyczące fluorowanych gazów cieplarnianych, które mają na celu przede wszystkim ograniczenie ich stosowania w obszarach w których dostępne są technologie alternatywne, przyjazne dla środowiska naturalnego, a także ograniczenie przedostawania się F-gazów do atmosfery poprzez bardziej restrykcyjne wymagania dotyczące przechowywania, odzyskiwania gazu z urządzeń i kwalifikacji personelu, który je obsługuje.

Ostatnie rozporządzenie w tym zakresie – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych [1] wprowadza istotne zmiany w stosunku do wcześniej obowiązujących przepisów. Jednym z podstawowych i najbardziej istotnych jego postanowień jest wprowadzenie dat granicznych dotyczących zakazu wprowadzania do użytku rozdzielnic elektrycznych wykorzystujących fluorowane gazy cieplarniane o współczynniku GWP ≥ 1, co praktycznie oznacza eliminację możliwości stosowania nowych urządzeń wykorzystujących sześćciofluorek siarki.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych określa następujące daty rozpoczęcia obowiązywania zakazów:

- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym do 24 kV włącznie od 01.01.2026 r.;
- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym powyżej 24 kV do 52 kV włącznie od 01.01.2030 r.;
- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym od 52 kV do 145 kV włącznie i o prądzie zwarciovym do 50 kA włącznie od 01.01.2028 r.,
- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym powyżej 145 kV lub o prądzie zwarciovym powyżej 50 kA od 01.01.2032 r.

Ponadto w tym rozporządzeniu znajduje się postanowienie dotyczące zakazu stosowania od 01.01.2035 r. gazu SF₆ do konserwacji lub serwisowania rozdzielnic, o ile nie jest to gaz regenerowany lub poddany recyklingowi. Rozporządzenie co prawda dopuszcza odstępstwa w przypadkach, gdy użycie takiego gazu nie mogło nastąpić z przyczyn technicznych lub nie jest on dostępny w razie potrzeby wykonania pilnej naprawy urządzenia,

ale wymaga to przedstawienia organowi uprawnionemu dowodów uzasadniających takie odstępowanie. W praktyce oznacza dla użytkowników urządzeń wykorzystujących SF₆ utrudnienie, które będzie skutkowało eliminacją tych urządzeń.

5. Rozwiązania alternatywne dla sześćciofluorku siarki (SF₆)

Uregulowania unijne w obszarze ochrony środowiska i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych wymusiły na producentach urządzeń elektroenergetycznych dążenie do ograniczenia ich negatywnego wpływu na środowisko naturalne. W przypadku rozdzielnic SN wiąże się to ze stosowaniem różnych zaawansowanych technologii, które pozwalają na zastąpienie gazu SF₆, takich jak zastosowanie izolacji stałej zamiast gazowej czy wykorzystanie gazów alternatywnych do SF₆, które spełniają wymagania zawarte we wspomnianym wcześniej rozporządzeniu.

Idealny gaz alternatywny powinien cechować się: niskim (najlepiej zerowym) współczynnikiem GWP, niską toksycznością i niepalnością, wysoką wytrzymałością dielektryczną, wysokim współczynnikiem przewodzenia ciepła, zdolnością do gaszenia łuku elektrycznego, a także stabilnością chemiczną i brakiem negatywnego oddziaływania na elementy konstrukcyjne rozdzielnic [5].

Wytrzymałość dielektryczna gazów w znacznym stopniu zależy od ich składu, oraz ciśnienia. Ze względu na fakt, że wartość napięcia przebicia przerwy izolacyjnej w gazie zazwyczaj rośnie liniowo i proporcjonalnie do wielkości tej przerwy i ciśnienia gazu, wyższe ciśnienia i większe odległości izolacyjne pozwalają na zwiększenie wytrzymałości dielektrycznej układu.

W przypadku niektórych gazów syntetycznych i ich mieszanin górne wartości użytecznych ciśnień są znacznie ograniczone przez zjawisko skraplania. Powoduje to konieczność stosowania mieszanin gazów, dzięki którym możliwe jest przesunięcie wartości temperatury skraplania (tzw. temperatury punktu rosy), Istotnym czynnikiem jest również zdolność gazu do odprowadzania ciepła. W przypadku rozdzielnic w izolacji gazowej dominującym mechanizmem chłodzenia jest konwekcja. Oddawanie ciepła przez zjawisko przewodnictwa cieplnego w gazach jest zdecydowanie mniejsze niż w cieczach czy ciałach stałych.

Szerokie spektrum wymagań powoduje, że bardzo trudno jest znaleźć idealną alternatywę dla gazu SF₆. Dlatego istnieje wiele różniących się od siebie rozwiązań, opartych na odmiennych technologiach uwzględniających: poziom napięcia i specyfikę zastosowania danej rozdzielnic, koszty jej produkcji i eksploatacji oraz szacowaną długość życia [5].

W obszarze rozdzielnic SN rozwija się głównie technologie związane z zastosowaniem gazów alternatywnych do SF₆. Wynika to z faktu, że w rozdzielnicach SN sześćciofluorek siarki jest wykorzystywany przede wszystkim jako medium izolacyjne. Operacje łączeniowe związane z załączaniem i wyłączaniem prądów roboczych oraz zakłóceńowych są

realizowane najczęściej z wykorzystaniem wyłączników próżniowych. Dlatego właściwości związane ze zdolnością gazów alternatywnych do gaszenia łuku elektrycznego takie jak np. zdolność do szybkiej rekombinacji, zdolność do wychwytywania wolnych elektronów (elektroujemność) nie są tak istotne, jak dla rozwiązań dla napięć 110 kV i wyższych. Natomiast cechy, które mają znaczenie, obejmują: możliwie jak najwyższą wytrzymałość dielektryczną, dobrą przewodność cieplną, stabilność chemiczną oraz brak negatywnego oddziaływania na materiały użyte w konstrukcji rozdzielnic [5].

W przypadku rozdzielnic SN stosunkowo łatwo można przejść z użycia gazu SF₆ do technologii gazów alternatywnych, a podstawowym kryterium dla rozwiązania konstrukcyjnego jest uzyskanie odpowiedniej wytrzymałości dielektrycznej.

Jedną z podstawowych technologii gazów będących alternatywą dla SF₆ jest wykorzystanie suchego powietrza. Stanowi ją mieszanina tlenu i azotu w proporcji 80% N₂ i 20% O₂ [5]. Taka mieszanina musi dodatkowo odznaczać się znikomą zawartością cząsteczek wody i bardzo małą ilością zanieczyszczeń stałych. Dzięki tym właściwościom możliwe jest uzyskanie o wiele lepszych właściwości izolacyjnych w porównaniu do powietrza atmosferycznego, a także niskiej temperatury punktu rosy, co umożliwia zastosowanie izolacji suchego powietrza w bardzo szerokim zakresie temperatur.

Suche powietrze wykorzystuje gazy naturalne tlen i azot, co przekłada się na łatwą dostępność i relatywnie tani proces wytwarzania. Ponadto jest ono stabilne chemicznie w długim okresie czasu, nie posiada właściwości toksycznych, jego współczynnik globalnego ocieplenia GWP wynosi 0. Niestety obok tych ważnych zalet suche powietrze cechuje słaba zdolność do gaszenia łuku elektrycznego.

Innym typem gazów stanowiących alternatywę do sześćciofluorku siarki są gazy syntetyczne z grupy fluoroketonów i fluoronitryli.

Do pierwszej grupy jest zaliczany gaz występujący pod nazwą handlową Novec 5110. Posiada wytrzymałość dielektryczną ok. 1,4 razy większą w stosunku do SF₆. Charakteryzuje się współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP < 1 i czasem rozkładu w atmosferze na poziomie 15 dni (0,04 roku). Cechą charakterystyczną tego gazu jest wysoka temperatura wrzenia, co powoduje, że niemożliwe jest zastosowanie czystego gazu w rozdzielnicach. Stosuje się jego różne mieszaniny np. z suchym powietrzem (ok. 7%–14% gazu Novec 5110 w mieszaninie dla rozdzielnic SN) [5].

Do drugiej grupy jest zaliczany gaz występujący pod nazwą handlową Novec 4710. Jego właściwości izolacyjne są ok. 2 razy lepsze od sześćciofluorku siarki. Gaz ten posiada stosunkowo wysoką temperaturę wrzenia. Charakteryzuje się niestety relatywnie wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP wynoszącym 2100 jednostek i czasem rozkładu w atmosferze na poziomie 30 lat. Dlatego nie stosuje się go w czystej postaci, lecz w mieszaninach z innymi gazami, np. z dwutlenkiem węgla i azotem (max. 4% gazu Novec 4710 w mieszaninie dla rozdzielnic SN) [5]. Dzięki temu uzyskuje się dla takiej mieszaniny znacznie mniejszą wartość współczynnika GWP w porównaniu z czystym gazem.

Gaz Novec 4710 zastosowany w mieszaninach wykorzystuje się jako medium izolacyjne i gaszeniowe w rozdzielnicach SN.

6. Wyzwania dla producentów i użytkowników

Rozwój technologii rozdzielnic SN wykorzystujących gazy alternatywne do SF₆ stawia przed producentami i użytkownikami tych urządzeń wiele nowych wyzwań.

Jednym z podstawowych wyzwań są koszty związane z wprowadzeniem tych technologii na rynek. Producenci ponoszą znaczne nakłady finansowe na realizację procesów projektowania, badań i rozwoju rozwiązań alternatywnych w stosunku do SF₆, co znajduje swoje odzwierciedlenie w kosztach zakupu nowych urządzeń przez użytkowników, które są znacznie wyższe w porównaniu do istniejącej technologii SF₆ [5]. Wprawdzie te koszty będą w perspektywie czasu spadały, ale proces ten nie będzie postępował szybko.

Drugim z podstawowych wyzwań jest konieczność przeszkolenia personelu i zastosowanie nowego, niejednokrotnie bardziej zaawansowanego wyposażenia technicznego. Dotychczas stosowane urządzenia do serwisowania i obsługi rozdzielnic, szczególnie w obszarze dotyczącym gospodarki gazem SF₆ nie znajdują zastosowania w przypadku gazów alternatywnych [8]. Producenci rozdzielnic stosują bowiem indywidualne gazy i mieszanki gazowe, dedykowane do konkretnych typów rozdzielnic, co powoduje konieczność stosowania różnych typów urządzeń do odzysku gazu i napełniania rozdzielnic.

7. Wnioski

W kraju spotyka się wiele rozwiązań rozdzielnic SN w których wykorzystuje się sześćciofluorek siarki. Należą do nich rozdzielnice SN z izolacją gazową SF₆.

Sześćciofluorek siarki należy do bardzo silnych gazów cieplarnianych, jest bowiem zaliczany do grupy fluorowanych gazów cieplarnianych, charakteryzujących się szczególnie wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP. Dla SF₆ wartość tego współczynnika wynosi 23 000 jednostek, co oznacza, że emisja jednego kilograma tego gazu do atmosfery odpowiada emisji równej 23 000 kg CO₂. Ponadto ogromnym problemem jest jego utylizacja, bowiem jego czas rozkładu w atmosferze wynosi 3200 lat.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych wprowadziło zakaz stosowania SF₆ w nowych urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych od: 2026 r. dla roz-

wiązań na napięcie do 24 kV; 2028 r. dla rozwiązań na napięcie do 145 kV i 2032 r. dla rozwiązań na napięcie równe lub większe niż 145 kV.

Uregulowania unijne w obszarze ograniczenia emisji fluorowanych gazów cieplarnianych wymusiły na producentach urządzeń elektroenergetycznych (rozdzielnic) stosowanie różnych zaawansowanych technologii, które pozwalają na zastąpienie gazu SF₆. Należą do nich zastosowanie izolacji stałej zamiast gazowej oraz wykorzystanie gazów alternatywnych do SF₆ (suche powietrze, gazy syntetyczne z grupy fluoroketonów (np. Novec 5110) i fluoronitryli (np. Novec 4710)).

Nowe regulacje dotyczące gazów fluorowanych stawiają przed producentami urządzeń elektroenergetycznych (rozdzielnic) ogromne wyzwania techniczne, technologiczne i finansowe związane z ograniczeniem używania SF₆ w urządzeniach oraz koniecznością adaptacji nowych innowacyjnych technologii.

Literatura

- [1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchylające rozporządzenie (UE) nr 517/2014 (Dz.U. L, 2024/573, 20.2.2024).
- [2] Dołęga W., *Rozdzielnice prefabrykowane SN*, Elektroinstalator, 2015, 5, 6–12.
- [3] Dołęga W., *Stacje elektroenergetyczne*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2007.
- [4] Markiewicz H., *Urządzenia elektroenergetyczne*, wyd. 4, WNT, Warszawa 2016.
- [5] Nowak Ł., *Rozdzielnice w izolacji gazowej. Wyzwania i szanse w kontekście nowych regulacji dotyczących F-gazów*, XIX Sympozjum „Nowoczesne rozwiązania w budownictwie sieciowym”, Licheń 15–17.01.2025, Materiały Konferencyjne, Oddział Kaliski SEP, Kalisz 2025, 6–42.
- [6] Karty katalogowe rozdzielnic SN firm: ABB, ZPUE S.A., Siemens, Schneider Electric.
- [7] new.abb.com
- [8] www.elektrobudowa.com.pl
- [9] www.rozdzielnice.com
- [10] www.se.pl
- [11] www.siemens.com
- [12] e-zpue.com

Julian WIATR

elektro.info

Marcin ORZECOWSKI

ABB Sp. z o.o.

POPRAWNOŚĆ DOBORU PRZEWODÓW INSTALOWANYCH WEWNĄTRZ ROZDZIELNICY JAKO WARUNEK MINIMALIZACJI ZAGROŻEŃ POŻAROWYCH

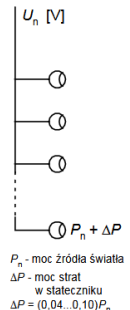
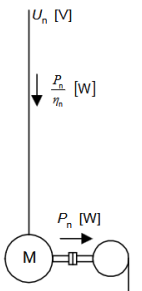
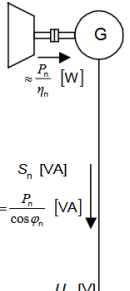
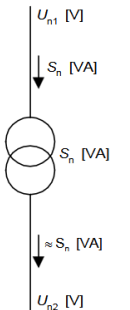
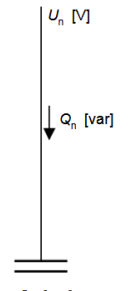
Celem referatu jest wskazanie potencjalnych zagrożeń jakie występują we wewnątrz rozdzielnic, które są częstą przyczyną pożarów rozdzielnic. Najczęściej powodem powstających pożarów w rozdzielnicach jest nieoprawny dobór oprzewodowania wewnętrznego. W referacie omówiono kryteria doboru oprzewodowania wewnątrz rozdzielnic oraz przeanalizowano poszczególne kroki jakie poprzedzają ten proces.

Pierwszym krokiem jest ustalenie wartości spodziewanego prądu obciążenia I_B obwodu, co stanowi podstawę doboru prądu znamionowego ciągłego aparatów oraz wstępnego doboru obciążalności długotrwałej I_Z przewodów. W obwodzie pojedynczego odbiornika, transformatora lub generatora jest to prąd znamionowy tego urządzenia. W tabeli 1 przedstawione zostały typowe odbiorniki wraz ze wzorami pozwalającymi na wyznaczenie spodziewanego prądu obciążenia źródła zasilającego I_B . W tabeli 2 przedstawiono zalecane krotności prądu znamionowego zasilanego odbiornika przy doborze zabezpieczeń. Dobrą praktyką jest przyjmowanie prądu obciążenia I_B obwodu o wartość większej, zgodnie z zaleceniami określonymi w kolumnie 3 tabeli 2. W tabelach 1 i 2 podano minimalne wymagania jakie należy spełnić przy wyznaczeniu spodziewanego prądu obciążenia I_B oraz wytyczne w zakresie doboru zabezpieczeń – więcej informacji na ten temat można znaleźć w rozdziale 6 *Poradnika projektanta elektryka* [7]. Powyższe czynności powinien wykonać projektant, a uzyskane na podstawie obliczeń wyniki zamieścić w dokumentacji projektowej. Oczywiście swoje założenie opieramy na fakcie, że z reguły projektant i wytwórca zestawu są to zazwyczaj różne osoby (nawet jeśli zatrudnione w tej samej firmie).

Drugim krokiem jest dobór prądu znamionowego i/lub prądu nastawczego zabezpieczeń nadprądowych w taki sposób, aby przetrzymywały one bez zadziałania nie tylko obliczeniowy prąd szczytowy obwodu I_B , ale również wszelkie prądy załącze-

niowe, będące prądami normalnego użytkowania (prąd rozruchowy silnika, prąd rozświecania źródła światła, prąd załączania kondensatorów itp.). Podobnie, do prądów załączeniowych obwodu dobiera się prąd nastawczy członu zabezpieczeniowego zwarciowego wyłącznika, określonych w kolumnie 5 tabeli 2.

Tabela 1. Wzory do wyznaczenia prądów obciążenia I_B typowych odbiorników [5]

Piec, kuchnia, ogrzewacz rezystancyjny	Urządzenie oświetleniowe (lampy wyładowcze)	Silnik indukcyjny	Generator	Transformator	Bateria kondensatorów
Moc i prąd w obwodzie w warunkach znamionowych					
					
$\cos \varphi = 1$	$\lambda_n \approx 0,80+0,96$ z kompensacją $\lambda_n \approx 0,5$ bez kompensacji	$\cos \varphi_n = 0,75+0,90$	$\cos \varphi_n = 0,8$	wymuszony przez obciążenie	$\cos \varphi = 0_{poj}$
$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_B = k_{as} \frac{\sum (P_n + \Delta P)}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \lambda_n}$	$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n}$	$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{n1(2)} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n1(2)}}$	$I_n = \frac{Q_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
Objaśnienie oznaczeń: napięcie znamionowe (U_n), napięcie znamionowe pierwotne (U_{n1}) i wtórne (U_{n2}); moc znamionowa czynna (P_n), pozorna (S_n) i bierna (Q_n); sprawność znamionowa (η_n); współczynnik mocy znamionowy ($\lambda_n = P_n/S_n$, a w obwodach prądu sinusoidalnego $\cos \varphi_n = P_n/S_n$); prąd znamionowy pojedynczego urządzenia (I_n), obliczeniowy prąd szczytowy odbiornika lub grupy odbiorników (I_B), współczynnik niesymetrii obciążenia trzech faz ($k_{as} = I_{Lmax}/I_{Lst} = 1,05+1,25$).					

W obwodach rozdzielczych wymagane prądy znamionowe bądź nastawcze zabezpieczeń wraz z wymaganą zwłoką ich działania mogą wymagać zwiększenia ze względu na wybiórczość działania z zabezpieczeniami usytuowanymi na niższych stopniach układu zasilania. Problematyka wybiórczości działania poszczególnych stopni zabezpieczeń została opisana w rozdziale 6 *Poradnika projektanta elektryka* [7].

Ten krok również wykonuje projektant i umieszcza go w dokumentacji projektowej. Należy zwrócić uwagę, że w dokumentacji projektowej poza prądem znamionowym i/lub prądem nastawczym zabezpieczeń nadprądowych powinny się znaleźć m.in. nastawy poszczególnych wyzwalaczy/charakterystyki użytych wkładek topikowych itd. W tym przypadku rolę wytwórcy zestawu (prefabrykatora) jest weryfikacja czy przyjęte aparaty są dostępne i możliwe do zabudowania w danej rozdzielnicy (choćby dostępne wymiary, parametry zwarciove itd.). W przypadku jakichkolwiek niejasności lub braków w dokumentacji projektowej, prefabrykator powinien skontaktować się z projektantem lub zamawiającym (użytkownikiem według [1]) w celu wyjaśnienia nieścisłości. Wszelkie zmiany wprowadzone przez prefabrykatora, wymagają akceptacji projektanta. Tak samo przygotowana przez prefabrykatora koncepcja rozdzielnicy

(układ rozmieszczenia poszczególnych elementów, dobranych przewodów połączeń wewnętrznych oraz wizualizacja dla możliwości porównania w prowadzonych zmian) podlega zatwierdzeniu przez projektanta oraz kierownika robót i inspektora nadzoru. Na ten element zwracamy szczególną uwagę, gdyż często projektant jest pomijany, przez co prefabrykator wprowadza zmiany bez uzgodnienia z projektantem.

Tabela 2. Uprozczone zalecenia doboru zabezpieczeń nadprądowych w obwodach odbiorczych [5]

Urządzenie zasilane o prądzie znamionowym I_n	Bezpiecznik	Wyłącznik nadprądowy		
	Prąd znamionowy wkładki topikowej	Prąd znamionowy ciągły wyłącznika	Prąd nastawczy członu przeciążeniowego	Prąd nastawczy członu zwarcio- wego
	Krotność prądu znamionowego I_n zasilanego urządzenia			
	$\geq$	$\geq$	=	$\geq$
Ogrzewacz, piec rezystancyjny, kuchnia	1,0 ÷ 1,1	1,0 ÷ 1,1	—	—
Lampy żarowe	1,5 ÷ 2,5	1,10	—	9 ÷ 12
Lampy wyładowcze z kompensacją równoległą	1,5 ÷ 2,5	1,30	1,30	10 ÷ 14
Silnik indukcyjny o rozruchu bezpośrednim lekkim	1,6 ÷ 2,5	1,10+1,25	1,0 ÷ 1,1	10 ÷ 14
Silnik indukcyjny o rozruchu bezpośrednim ciężkim	1,9 ÷ 3,5	1,10+1,25	1,0 ÷ 1,1	10 ÷ 14
Silnik indukcyjny z rozrusznikiem gwiazda-trójkąt	1,25 ÷ 1,35	1,10+1,25	1,0 ÷ 1,1	10 ÷ 16
Silnik indukcyjny z układem łagodnego rozruchu <i>softstart</i>	2,0 ÷ 4,0 ¹⁾	1,25	1,0 ÷ 1,1	10 ÷ 14 ²⁾
Jednoczłonowa bateria kondensatorów	1,5 ÷ 1,8	1,50	1,35 ÷ 1,50	10 ÷ 14
Człon wieloczłonowej baterii kondensatorów	1,7 ÷ 2,2	1,50	1,35 ÷ 1,50	10 ÷ 16

¹⁾ Wkładki topikowe o charakterystyce bardzo szybkiej, do półprzewodników. Pozostałe wkładki klasy gG.
²⁾ Można obniżyć dwukrotnie w opcji bez *kickstartu*.

Trzecim krokiem jest dobór przekroju przewodu lub kabla (pomiędzy rozdzielnicą a źródłem zasilania/odbiornikiem) w taki sposób, by spełniał on wszelkie stawiane mu wymagania odnośnie do: wytrzymałości mechanicznej, obciążalności cieplnej długotrwałej i zwarciowej oraz dopuszczalnego spadku napięcia. Szczegóły w tym zakresie zostały opisane w rozdziale 6 Poradnika Projektanta Elektryka [7].

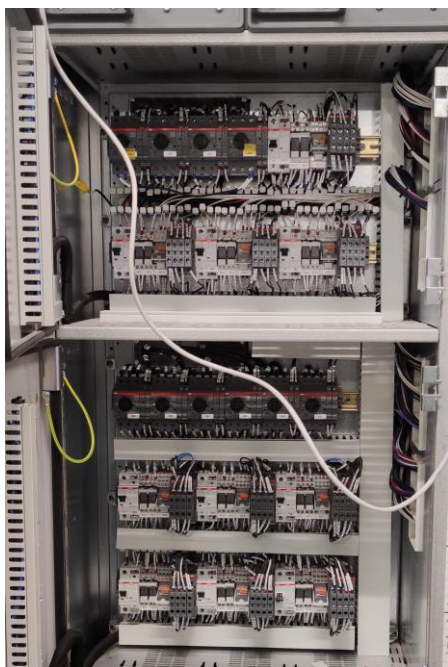
Przy doborze przewodów należy ustalić wartość temperatury, przy której będą one eksploatowane, gdyż wraz z jej wzrostem ponad wartość określoną w normie, maleje ich dopuszczalna obciążalność prądowa. Natomiast zabezpieczenia nadprądowe dobiera się w taki sposób, aby miały, ze względu na czułość zabezpieczenia, prądy i czasy działania jak najmniejsze, ale ze względu na ciągłość zasilania, wystarczająco duże dla zapobieżenia zbędnym zadziałaniom zabezpieczeń z powodu:

- prądów rozruchowych (silników), prądów złączeniowych (źródeł światła, transformatorów, zasilaczy impulsowych) bądź innych zwiększonych prądów normalnego użytkowania,
- braku wybiórczości z zabezpieczeniami usytuowanymi na niższych poziomach zabezpieczeń.

Ponieważ dobór zabezpieczeń został szczegółowo opisany w *Poradniku projektanta elektryka* [7], w referacie problem ten został pominięty i ograniczony wyłącznie do zasad doboru przewodów wewnątrz rozdzielnic, których nieoprawny dobór ze względu na dopuszczalną obciążalność prądową oraz spodziewane prądy zwarciovowe jest najczęstszą przyczyną pożarów rozdzielnic.

Wewnątrz rozdzielnic najbardziej właściwym sposobem ułożenia przewodów jest sposób:

- „B1”, zdefiniowany w normie [2] – izolowane przewody w rurze instalacyjnej na ścianie drewnianej (fot. 1). Oczywiście korytka kablowe, w którym będą zamknięte przewody z reguły będzie przymocowane do metalowej konstrukcji rozdzielnic jednak w praktyce to w niewielkim stopniu wpłynie na zwiększenie obciążalności długotrwałej tych przewodów;
- „F”, zdefiniowany w normie [2] – stykające się przewody jednożyłowe w powietrzu (fot. 2).



Fot. 1. Przykład ułożenia przewodów wewnątrz rozdzielnic za pomocą korytek kablowych (zdjęcie wykonane podczas uruchomienia rozdzielnic)



Fot. 2. Przykład ułożenia w powietrzu i wiązkach
(zdjęcie wykonane od strony „pleców” rozdzielnicy)

Obliczeniowa temperatura otoczenia τ_0 jest to najwyższa temperatura powietrza otaczającego rozważane urządzenie elektryczne występująca stale lub okresowo, w normalnych warunkach użytkowania.

W normie PN-HD 60364-5-52:2011 [2] podano dopuszczalne wartości długotrwałej obciążalności prądowej właściwe dla klimatu występującego w rejonie Morza Śródziemnego.

Natomiast w normie IEC 60287-3-1/A1:1999 [4] zostały określone wartości temperatur właściwe dla Polski. Zostały one zestawione w tabeli 3. Jeśli występują okoliczności uzasadniające przyjęcie wyższej temperatury niż podana w normie (np. pomieszczenie kotłowni, ciasne wnętrza rozdzielnic), należy to uczynić, gdyż wszelkie przesłanki przemawiające za przyjęciem niższej temperatury mogą być złudne i prowadzić do poważnych uchybień.

Tabela 3. Obliczeniowe temperatury przyjęte w Polsce zgodnie z normą [4]

Rodzaj przewodu i warunki układania		τ_0 , w [°C]
Przewody w pomieszczeniach		25
Przewody izolowane w przestrzeniach zewnętrznych	nienarażonych na bezpośrednie nasłonecznienie	25
	narażonych na bezpośrednie nasłonecznienie	40
Kable układane w ziemi w zależności od pory roku		20 (15; 5) ^{*)}
Objaśnienia: ^{*)} 20°C – lato, 15°C – wiosna i jesień, 5°C – zima		

Dla spodziewanej temperatury otoczenia τ_0 , przy której pracowały będą przewody należy dokonać przeliczenia wartości określonej w normie [2], z wykorzystaniem wzoru (1):

$$I_{z\tau_0} = I_{z30^\circ} \cdot \sqrt{\frac{\tau_{dd} - \tau_0}{\tau_{dd} - 30^\circ}}.$$

Norma PN-EN IEC 61439-1:2021. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne* [1], nie określa w sposób jednoznaczny warunków pracy przewodów i jednocześnie odsyła do normy PN-HD 60364-5-52:2011. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie* [2].

W praktyce projektowanie rozdzielnic kończy się na przedstawieniu jej schematu ideowego, na którym są podane parametry zwarciovowe: I_k'' , I_{th} oraz I_p . Ponadto określone są prądy znamionowe zabezpieczeń wraz z wymaganą ich odpornością zwarciovą eksploatacyjną I_{cs} . Podstawowy błąd jaki jest popełniany jest na tym etapie to brak określenia wymagań w zakresie spodziewanych temperatur wewnątrz zestawu. Wynika to z błędnego założenia, że rozdzielnica jest traktowana jako gotowe urządzenie „black box”. Należy jednak zwrócić uwagę, że w normie PN-EN IEC 61439-1:2021. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne* [1] podane są następujące wytyczne w zakresie temperatury zewnętrznej i wewnętrznej, której wartość nie jest bez znaczenia przy doborze oprzewodowania wewnętrznego oraz zewnętrznego:

- Temperatura otoczenia/zewnętrzna rozdzielnic (Fragment załącznika BB normy [1]):
 - A) dolną granicę:
 - ✓ wewnątrz pomieszczeń: -5°C ;
 - ✓ na zewnątrz pomieszczeń: -25°C .
 - B) górną granicę (bez względu na miejsce instalacji): $+40^\circ\text{C}$;
 - C) najwyższa średnia dzienna (**bez względu na miejsce instalacji**): $+35^\circ\text{C}$;
 - ✓ Temperatura wewnątrz rozdzielnic (zestawu) nie jest określona w sposób jednoznaczny. W punkcie 9.2 normy [1]: *Graniczne przyrosty temperatury* są opisane następujące warunki pracy zestawu (rozdzielnic):
 - jest obciążona prądem znamionowy (obciążenie w 100%);
 - średnia temperatura otoczenia rozdzielnic nie przekracza $+35^\circ\text{C}$;
 - max. przyrosty temperatury dla elementów wbudowanych (tzn. typowa aparatura rozdzielcza i sterownicza) – zgodnie z odpowiednimi wymaganiami norm wyrobu dla pojedynczych elementów wyposażenia lub zgodnie z instrukcjami producenta elementu, biorąc pod uwagę temperaturę w ZESTAWIE.

D) max. przyrosty temperatury dla szyn zbiorczych i przewodów – ograniczony przyrost do m.in.:

- wytrzymałości mechanicznej materiału przewodzącego;
- ewentualnym wpływem na sąsiednie wyposażenie;
- dopuszczalną temperaturą graniczną materiałów izolacyjnych stykających się z przewodem;
- wpływem temperatury przewodu na aparaty przyłączone do niego.

Na podstawie przedstawionych wartości, należy zakładać, że maksymalna temperatura wewnątrz rozdzielnicy może wynosić (jeśli nie zostaną określone inne warunki w zamówieniu):

E) dla aparatów (wyłączniki powietrzne, wyłączniki mocy oraz dla aparatury modułowej): $+70^{\circ}\text{C}$;

F) dla przewodów i kabli norma PN-HD 60364-5-52 [17] przewiduje max. temperaturę otoczenia w zależności o typu izolacji:

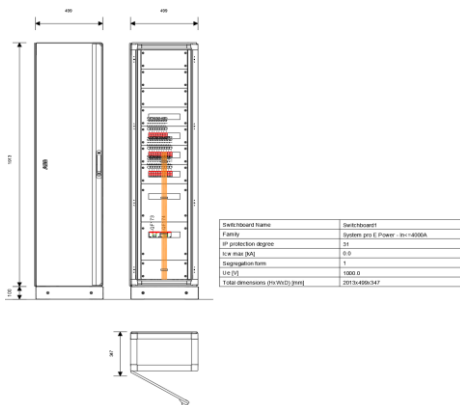
- $+60^{\circ}\text{C}$ – dla izolacji z polichlorku winylu (PCV);
- $+80^{\circ}\text{C}$ – dla izolacji z polietylenu usieciowanego (XLPE) lub gumy etylenowo-propylenowej (ERP) i ERP.

Zgodnie z pkt. C oraz D stanowiącymi wyciąg z normy PN-EN IEC 61439-1 [1], max. temperatura wewnątrz rozdzielnicy może wynosić $+60^{\circ}\text{C}$ (przy zastosowaniu przewodów i kabli z izolacją PCV, które są najczęściej stosowane do połączeń wewnętrznych w rozdzielnicy oraz jako przewody do zasilania odbiorników). Oczywiście, jeśli w rozdzielnicy będą zabudowane inne urządzenia o bardziej krytycznych wymaganiach w zakresie temperatury pracy, to oczywiście podana wcześniej temperatura powinna ulec obniżeniu. Więcej na ten temat czytelnik znajdzie w publikacjach [8] i [9].

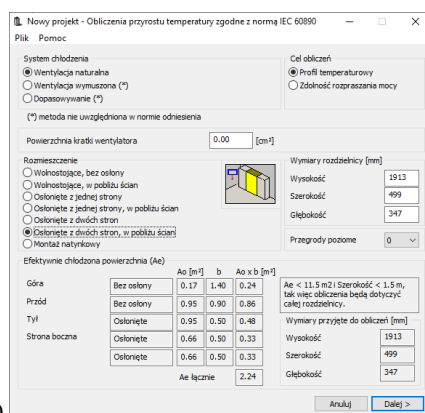
Osoby zajmujące się prefabrykacją rozdzielnic podczas doboru oprzewodowania pomiędzy punktem rozdziału (blok rozdzielczy, szyny) oraz złączkami szynowymi gwintowanymi (ZUG) a aparatami często pomijają współczynniki progresji uwzględniające układanie przewodów w wiązkach lub w korytkach kablowych. Ponadto błędnie przyjmują wartość temperatury panującej wewnątrz zestawu (rozdzielnicy), przyjmując jej wartość taką samą jak w pomieszczeniu rozdzielni. Należy podkreślić, że temperatura występująca we wewnątrz szafy rozdzielnicy jest naturalnie wyższa (straty mocy wynikające z normalnej pracy elementów w niej zainstalowanych, zamieniane na ciepło). Powoduje to, że dobierane przewody posiadają zbyt małą dopuszczalną długotrwałą obciążalność prądową. Na fotografii 3 przedstawiono przykładową rozdzielnicę wypełnioną, w około 50% aparaturą modułową oraz dwoma wyłącznikami kompaktowymi o prądzie znamionowym $I_n = 160\text{ A}$. Dla przedstawionej rozdzielnicy wykonano obliczenia temperatury wewnętrznej, przy następujących założeniach:

- temperatura zewnętrzna (otoczenia) rozdzielnicy wynosi 25°C ;
- przedstawiona rozdzielnica jest zainstalowana pomiędzy innymi polami i stanowi typowe pole odpływowe;
- nie uwzględniono szyn do rozdziału energii w jej wnętrzu;

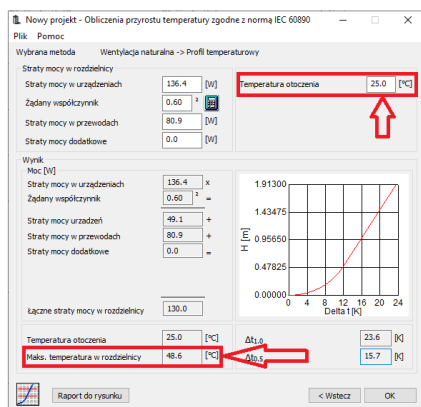
- poza aparatami oraz odkładającymi się na nich stratami mocy, uwzględniono straty mocy występujące na przewodach zasilających aparaty oraz oprzewodowaniu od aparatów do ZUGów:
- przewód typu LgY 2,5 – 60 m – przewody fazowe z pominięciem przewodów neutralnych;
- przewód typu LgY 70 – 8 m – przewody fazowe z pominięciem przewodów fazowych;
- przeanalizowano 2 przypadki: rozdzielnica z pełnymi maskownicami oraz systemowymi maskownicami z perforacją (umożliwiającą swobodny przepływ powietrza).



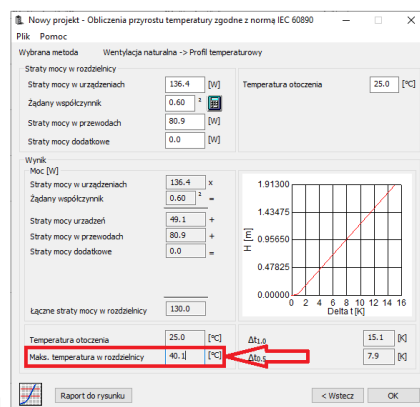
a)



b)



c)



d)

Fot. 3. Obliczenia temperatury wewnątrz zestawu ABB e-Design DOC® [10]:

- a) przykładowa elewacja rozdzielni, b) wstępne ustawienia umożliwiające wykonanie obliczeń termicznych, c) wyniki obliczeń z pełnymi maskownicami, d) wyniki obliczeń z zastosowaniem systemowych maskownic perforowanych

Obliczenia należy przeprowadzić zgodnie z normą IEC 60890. *A method of temperature-rise verification of low-voltage switchgear and controlgear assemblies by calculation*, która to opisuje sposób wyznaczenia temperatury wewnątrz rozdzielnic. Aby przyspieszyć obliczenia oraz zobrazować je graficznie skorzystano z programu ABB e-Design DOC® – fot. 3.

Jak przedstawiono na powyższym przykładzie, w typowej rozdzielnicy (bez zastosowania elementów poprawiających wentylację) wypełnionej w 50 % oraz przyjętym współczynniku jednoczesności 0,6, temperatura w górnej części wynosi blisko 50°C. Zastosowanie rozwiązania przyjętego na podstawie przeprowadzonych badań, które posiada maskownice umożliwiające swobodny przepływ powietrza, pozwalający na obniżenie spodziewanej temperatury. Dalsza analiza powyższego przykładu pozwala na wyciągnięcie wniosku, że wykorzystywanie każdej wolnej przestrzeni w rozdzielnicy z punktu widzenia optymalizacji miejsca jest oczywiście zasadne, ale wiąże się ze wzrostem temperatury w jej wnętrzu. W tym miejscu należy podkreślić, że powszechne dążenie do optymalizacji i ograniczania kosztów musi stanowić kompromis pomiędzy nakładami finansowymi, a poziomem bezpieczeństwa, które jest najważniejsze. Musi przede wszystkim zapewniać warunki do ograniczenia przyrostów temperatury. Oczywiście takie rozwiązania spełniają wymagania normy PN-EN IEC 61439-1:2021. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe*. Część 1: *Postanowienia ogólne* [1] – tzn. wewnątrz zestawu nie są przekroczone maksymalne przyrosty temperatury, co oznacza nie przekroczenie temperatury +60°C. Takie rozwiązanie może zostać dopuszczone pod warunkiem poprawnego doboru kabli i przewodów połączeń wewnętrznych oraz zewnętrznych. Więcej informacji na ten temat czytelnik znajdzie w [9, 10].

Drugim bardzo poważnym problemem występującym przy konstruowaniu rozdzielnic są obliczenia prądów zwarciovych i wynikająca z otrzymanych wyników poprawność doboru przewodów i zabezpieczeń. Najwięcej błędów spotyka się przy doborze oprzewodowania wewnętrznego rozdzielnic w zakresie odporności zwarciowej. W środowisku elektryków, przyjęło się nieprawdziwe twierdzenie, że do 3 m przewód może nie być zabezpieczony.

Zgodnie z przyjętą definicją zabezpieczenia zwarciowego jest ono wymagane na początku każdego obwodu instalacji elektrycznej, w miejscu wyprowadzenia go lub odgałęzienia, najdalej 3 m od tego miejsca. Wymagania w tym zakresie precyzuje w pkt. 434.2 norma PN-HD 60364-4-43:2010. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia*. Część 4-43: *Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa Ochrona przed prądem przetężeniowym* [3].

W części przewodu pomiędzy punktem zmniejszenia przekroju przewodu lub innej zmiany a miejscem usytuowania urządzenia zabezpieczającego nie powinno być żadnych obwodów odgałęźnych ani gniazd wtyczkowych, a ta część przewodu powinna:

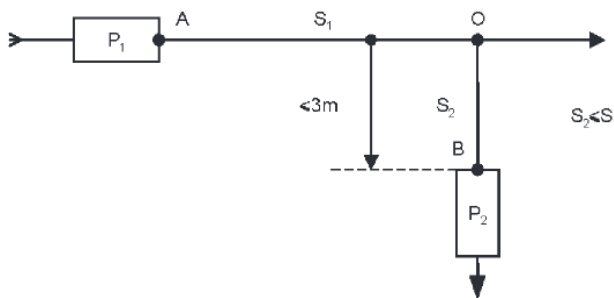
- a) nie przekraczać 3 m długości,

b) być instalowana w taki sposób, aby zredukować do minimum ryzyko powstania zwarcia (ten warunek można uzyskać np. przez wzmocnienie ochrony oprzewodowania przed wpływami zewnętrznymi), i

c) nie być umieszczona w pobliżu materiałów łatwopalnych.

Wymienione wyżej warunki należy spełnić jednocześnie.

Należy zwrócić uwagę, że w przypadku rozdzielnic złagodzenia te mają ograniczone zastosowanie, ze względu na możliwość zapłonu izolacji przewodu o zmniejszonym przekroju, który lawinowo przeniesie się na przewody sąsiednie. Stosowanie tego złagodzenia w praktyce wymaga precyzyjnego przemyślenia gdyż opisane zjawisko jest bardzo częstą przyczyną pożarów rozdzielnic. W tym miejscu należy zwrócić uwagę na występowanie zjawiska kominowego wewnątrz szaf rozdzielnic, które znacząco przyspiesza rozwój powstałego pożaru. Zgodnie z rysunkiem 1 urządzenie zabezpieczające przed zawarciem P2 może być przesunięte wzdłuż obwodu odgałęźnego (S2) od początku (O) na długość do 3 m, pod warunkiem że na długości tej nie ma innego połączenia lub gniazda wtyczkowego, a ryzyko powstania zwarcia, pożaru lub niebezpieczeństwa dla ludzi na tej długości zostało ograniczone do minimum.



Rys. 1. Ograniczona zmiana lokalizacji urządzenia zabezpieczającego przed zawarciem (P2) obwodu odgałęźnego [3]

Zabezpieczenie przeciążeniowe natomiast można pod warunkiem, że przewód jest zabezpieczony od zwarc przez zabezpieczenie poprzedzające (jego przekrój spełnia wymagania ze względu na dopuszczalną obciążalność zwarciovą [7]). Zgodnie z pkt. 8.6.1 normy PN-EN IEC 61439-1:2021. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne*: „W ramach jednego segmentu przewody (w tym szyny zbiorcze rozdzielcze) pomiędzy głównymi szynami zbiorczymi a stroną zasilania pól rozdzielnic – lub w przypadku zestawu jednosegmentowego pomiędzy zaciskami obciążenia urządzenia wejściowego i zaciskami zasilającymi każdego odbiorczego SCPD – jak również elementów wyposażenia tych pól, mogą być dobrane na podstawie obniżonych narażeń zwarciovych, występujących po stronie obciążenia odpowiedniego zabezpieczenia zwarciovego w każdym polu. Zachodzi to pod warunkiem takiego rozmieszczenia przewodów, w którym w normalnych warunkach pracy nie

należy się spodziewać zwarcia wewnętrznego między częściami czynnymi i/lub między częściami czynnymi a ziemią”.

Tabela 4. Największe wartość całki Joule’a wyłączenia I^2t_w dla bezpieczników topikowych ogólnego przeznaczenia o pełnozakresowej wartości wyłączenia gG [5]

Prąd znamionowy wkładki topikowej	$(I^2t)_w$	Prąd znamionowy wkładki topikowej	$(I^2t)_w$
A	A ² ·s	A	A ² ·s
6	193,6	125	104 000
10	640	160	185 000
16	1210	200	302 000
20	2500	250	557 000
25	4000	315	900 000
32	5750	400	1 600 000
40	9000	500	2 700 000
50	13 700	630	5 470 000
63	21 200	800	10 000 000
80	36 000	1000	17 400 000
100	64 000	1250	33 100 000

Zatem typowe przewody (np. LgY itd.) układane w wiązkach i mocowane do metalowej konstrukcji, co jest zjawiskiem powszechnym wewnątrz rozdzielnic nie mogą podlegać temu uproszczeniu.

W takim wypadku należy wszystkie przewody, kable oraz szyny przyłączane pomiędzy głównym mostem rozdzielnic a poszczególnymi aparatami odpływowymi dobrać pod kątem ich odporności zwarciowej gdyż jedynym ich zabezpieczeniem zwarciowym jest aparat główny w rozdzielnic lub w rozdzielnic/złączu kablowym poprzedzającym. Oczywiście dobór ten pozostaje po stronie wytwórcy zestawu (prefabrykatora), który dokonuje tego na podstawie otrzymanych od projektanta wartości spodziewanych prądów zwarciowych. Dobór ten powinien zostać potwierdzony przez projektanta na etapie zatwierdzania przyjętego rozwiązania w zakresie rozdzielnic. Jeśli na podstawie przeprowadzonych obliczeń okaże się, że uzyskany minimalny przekrój przewodu, kabla lub szyny uniemożliwia przyłączenie do konkretnego aparatu wówczas konieczne jest przyjęcie następujących rozwiązań:

- zmiana gabarytu aparatu, na taki który umożliwi przyłączenie przewodu, kabla lub szyny o wymaganym przekroju za względu na parametry zwarciowe;
- zastosowanie dobezpieczenia, do którego od strony zasilania będzie można dołączyć wymagany przekrój. Z kolei od strony zabezpieczeń odpływowych na tyle ograniczy prąd zwarciowy i tym samym zmniejszy wymagane przekroje przewodów, kabli lub szyn co umożliwi ich przyłączenie.
- stosowanie przewodów o podwyższonym napięciu izolacji, izolowanie konstrukcji itd. Rozwiązanie to jest rzadko stosowane w praktyce.

Każde z powyższych rozwiązań powinno uzyskać akceptację projektanta.

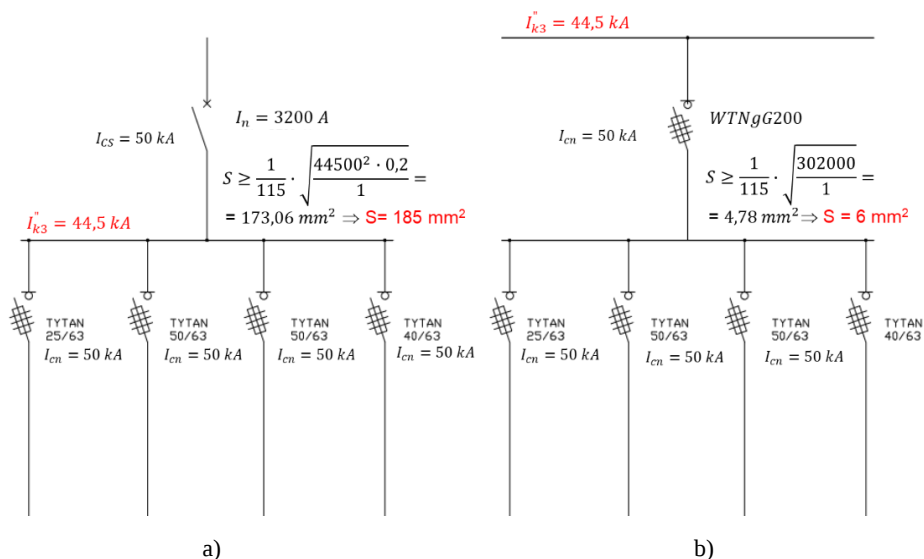
Przykładem sytuacji gdy powyższe punkty będą miały zastosowanie są rozdzielnice o wysokich prądach zwarciovych, w których są stosowane zabezpieczenia obwodowe, np.:

- małogabarytowe rozłączniki bezpiecznikowe na wkładki typu D0 (np. TYTAN, ILTS, R303 itd.);
- wyłączniki nadprądowe instalowane na szynie TH35 o zwiększonej zdolności zwarciowej itd.

Należy zwrócić uwagę, że każdy z tych aparatów może posiadać wymaganą zdolność zwarciową, ale ich zaciski nie są przystosowane do przyłączenia przewodów o przekrojach większych od 35 mm². W takim przypadku należy odbiory zabezpieczone małogabarytowymi rozłącznikami bezpiecznikami (typu TYTAN, ILTS, R303 itd.) posekcionować i zabezpieczać przejściowym zabezpieczeniem w postaci bezpieczników topikowych o większym prądzie dla zmniejszenia narażeń zwarciovych. Bezpiecznik topikowy o większym prądzie znamionowym niż prądy znamionowe zabezpieczeń zasilanych odbiorników, pozwą na wydzielenie sekcji zasilanych odbiorników, o mniejszym narażeniu zwarciovym, ze względu na przepuszczaną całkę Joule'a wyłączenia I^2t_w , której wartości przedstawia tabela 4.

Zasadę zmniejszenia narażeń zwarciovych, przy zabezpieczeniu sekcji zabezpieczeń odbiorczych, poprzedzającym bezpiecznikiem topikowym, wyjaśnia rysunek 2.

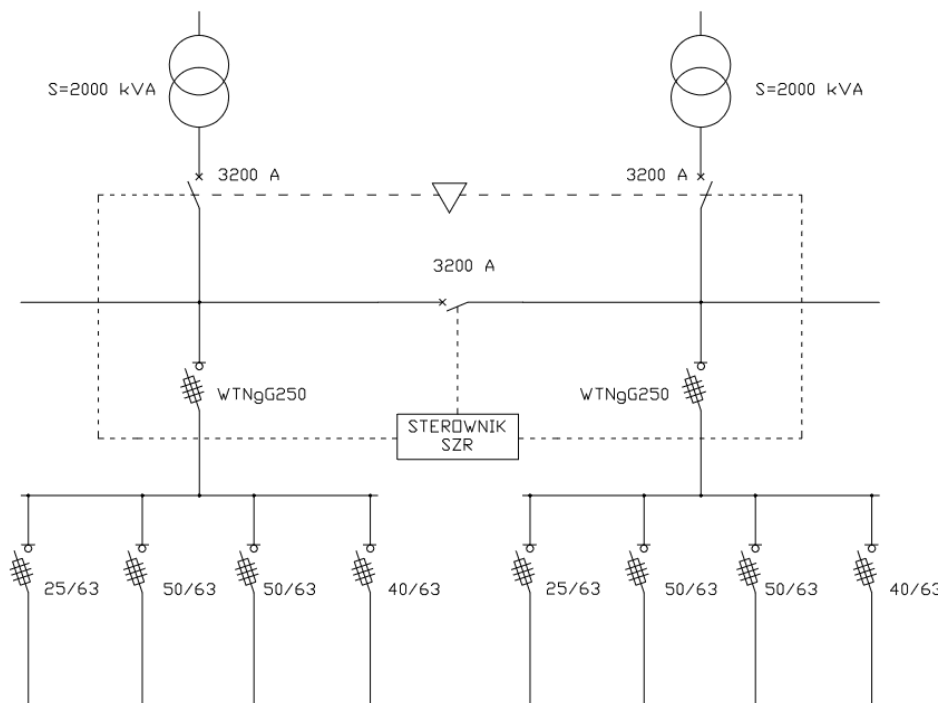
Ponieważ metodyka prowadzenia obliczeń zwarciovych została szczegółowo opisana w rozdziale 5 *Poradnika projektanta elektryka* [7], w referacie ograniczono się do zastosowań praktycznych.



Rys. 2. Metodyka zmniejszania narażeń zwarciovych dla zabezpieczeń odbiorników końcowych: a) przewody odbiorów końcowych, przyłączone do głównej szyny, b) przewody odbiorów końcowych poprzedzone zabezpieczeniem dzielącym na sekcje

Przykład

Rozdzielnica Główna nn zasilana jest ze stacji dwutransformatorowej, pracującej w układzie rezerwy ukrytej, gdzie każdy transformator posiada moc 2 MVA. Obliczyć prąd początkowy zwarcia oraz prąd udarowy i zastępczy prąd zwarcia cieplny na szynach głównych rozdzielnic. Następnie dobrać przewody do odbiorów końcowych, o mocach określonych na rys. 3.



Rys 3. Schemat fragmentu układu Rozdzielnicy Głównej nn

Na podstawie tabeli 10.32 zamieszczonej w publikacji [6] parametry transformatora o mocy 2 MVA wynoszą:

$$R_T = 0,0007 \, \Omega, \quad X_T = 0,0052 \, \Omega, \quad Z_T = 0,0053 \, \Omega.$$

Prąd znamionowy zabezpieczenia głównego [7]:

$$I_n \geq \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2\,000\,000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 2890,16 \, \text{kA} \Rightarrow I_n = 3200 \, \text{A}.$$

Początkowy prąd zwarcia symetrycznego na zaciskach transformatora, wyniesie [7]:

$$I''_{k3} = \frac{c_{\max}}{\sqrt{3} \cdot Z_T} = \frac{1,1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,0053} = 47\,987,79 \text{ A} \approx 48 \text{ kA}.$$

Spodziewany prąd udarowy i_p [6]:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot \exp\left(-3 \frac{R_T}{X_T}\right) = 1,02 + 0,98 \cdot \exp\left(-3 \frac{0,0007}{0,0052}\right) \approx 1,68,$$

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3} = 1,68 \cdot \sqrt{2} \cdot 48 \approx 113,71 \text{ kA}.$$

Elektromagnetyczna stała czasowa obwodu zwarciovego T wyniesie [7]:

$$T = \frac{X_T}{\omega \cdot R_T} = \frac{0,0052}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot 0,0007} = 0,024 \text{ s}.$$

Prąd zastępczy cieplny (czas trwania zwarcia $T_k = 0,2 \text{ s}$ [7]):

$$T_k = 0,2 \text{ s} < 10 \cdot T = 10 \cdot 0,024 = 0,24 \text{ s},$$

zatem:

$$m = \frac{T}{T_k} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot T_k}{T}}\right) = \frac{0,024}{0,2} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,2}{0,024}}\right) \approx 0,12,$$

$$I_{th} = I''_k \cdot \sqrt{1+m} = 48 \cdot \sqrt{1+0,12} = 50,88 \text{ kA}.$$

Wymagany przekrój przewodu łączącego szyny główne rozdzielnicy z zainstalowanymi rozłącznikami wyposażonymi w bezpieczniki topikowe wynosi:

$$S \geq \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{I_{th}^2 \cdot T_k}{1}} = \frac{1}{159} \cdot \sqrt{\frac{50\,880^2 \cdot 0,2}{1}} \geq 143,11 \text{ mm}^2,$$

miedź goła: $T_{\max} = 200^\circ\text{C}$, $k = 159 \text{ A/mm}^2$ (tabela 4.4 [6]).

Zabezpieczenie sekcji, poprzedzające zabezpieczenia odbiorników zasilanych przez rozdzielnicę: $WTN1gG250 \Rightarrow I^2 t_w = 557\,000 \text{ A}^2\text{s}$ (tabela 4.1 [6]).

Przewody łączące rozłączniki bezpiecznikowe typu TYTAN z rozłącznikiem zawierającym bezpieczniki WTNgG250:

$$S \geq \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{I^2 t_w}{1}} = \frac{1}{115} \cdot \sqrt{\frac{557\,000}{1}} = 6,49 \text{ mm}^2 \Rightarrow S \geq 10 \text{ mm}^2.$$

Ponieważ największy prąd znamionowy wkładki bezpiecznikowej, instalowanej w rozłącznikach typu TYTAN, wynosi 63 A, wymagany przekrój przewodów łączących zabezpieczenie WTNgG250 z rozłącznikami musi spełnić następujące wymagania:

Zgodnie z normą PN-HD 660364-5-52:2011 [2] przewód o przekroju 25 mm² w izolacji XLPE, przy sposobie ułożenia B1, po uwzględnieniu współczynnika progresji k_p , uwzględniających ułożenie przewodów w wiązce, spełni wymagania dopuszczalnej obciążalności prądowej i przeciążalności oraz odporności na prądy zwarciove [5]:

$$I_{z1} = \sqrt[3]{3} \cdot I_{z3} \cdot k_p = \sqrt[3]{3} \cdot 117 \cdot 0,45 \approx 75,93 \text{ A},$$

$$\tau_0 = 35^\circ\text{C},$$

$$I_{z135^\circ\text{C}} = I_{z1} \cdot \sqrt{\frac{g_{dop} - 35}{g_{dop} - 30}} = 75,93 \sqrt{\frac{70 - 35}{70 - 30}} \approx 71,02 \text{ A},$$

$$I_z \geq \frac{I_n \cdot k_2}{1,45} = \frac{63 \cdot 1,6}{1,45} = 69,51 \text{ A} < I_{z135^\circ\text{C}} = 71,02 \text{ A}.$$

Połączenia należy wykonać poprzez listwy zaciskowe.

Literatura

- [1] Norma PN-EN IEC 61439-1:2021. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne.*
- [2] Norma PN-HD 60364-5-52:2011. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie.*
- [3] Norma PN-HD 60364-4-43:2010. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-43: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed prądem przetężeniowym.*
- [4] Norma IEC 60287-3-1/A1:1999. *Electric cables – Calculation of the current rating. Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type.*
- [5] Musiał E., *Obciążalność cieplna oraz zabezpieczenia nadprądowe przewodów i kabli*, www.edwardmusial.info [dostęp: 1.04.2025].
- [6] Wiatr J., *Dobór przewodów i kabli elektrycznych niskiego napięcia oraz ich zabezpieczeń*, Grupa Medium, Sp. z o.o. Sp. K., Warszawa 2024.
- [7] Wiatr J., Orzechowski M., *Poradnik projektanta elektryka*, Grupa Medium, Sp. z o.o.; Sp. K., Warszawa 2021, wydanie VI (dodruk 2023).
- [8] Orzechowski M., *Rozdzielnice niskich napięć – wpływ temperatury na bezpieczeństwo eksploatacji rozdzielnic niskiego napięcia (zagadnienia wybrane) (część 1)*, Elektro.info, 1–2/2024.
- [9] Orzechowski M., *Rozdzielnice niskich napięć – wpływ temperatury na bezpieczeństwo eksploatacji rozdzielnic niskiego napięcia (zagadnienia wybrane) (część 2)*, Elektro.info, 3/2024.
- [10] <https://partnerhub.connect.abb.com/>

Michał CZOSNYKA

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

Marcin ORZECOWSKI

ABB Sp. z o.o.

Radosław DUDZIK

Atrem S.A.

ZWARCIA ŁUKOWE W ROZDZIELNICACH ŚREDNIEGO I NISKIEGO NAPIĘCIA – OBLICZENIA

1. Wprowadzenie

Zwarcia łukowe to jedne z najbardziej niebezpiecznych zjawisk, jakie mogą wystąpić w instalacjach elektroenergetycznych. W ułamku sekundy generują ekstremalne temperatury, gwałtowny wzrost ciśnienia i dynamiczne siły, które mogą nie tylko zniszczyć rozdzielnicę, ale również stworzyć bezpośrednie zagrożenie dla zdrowia i życia obsługi oraz osób przebywających w pobliżu. W związku z powyższym zagadnienia związane z projektowaniem, prefabrykacją i doбором odpowiednich zabezpieczeń w rozdzielnicach niskiego i średniego napięcia muszą uwzględniać ryzyko wystąpienia łuku elektrycznego i to zarówno w kontekście zapobiegania jego powstaniu, jak i ograniczania skutków w przypadku wystąpienia [1], [2], [3].

W praktyce niezwykle istotne staje się właściwe szacowanie wartości spodziewanych prądów zwarciovych tj. zarówno w torze fazowym, jak i neutralnym oraz ochronnym. To właśnie obliczenia decydują o doborze aparatów, przekrojów przewodów, wytrzymałości mechanicznej torów prądowych, a także skuteczności zadziałania zabezpieczeń.

W pierwszej części cyklu („Zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego i niskiego napięcia” – elektro.info, nr 9/2024) [4] przybliżono naturę i mechanizm zwarć łukowych, wskazano ich przyczyny począwszy od błędów montażowych po starzenie się izolacji. Ponadto przedstawiono skutki ich działania na aparaty i obudowy rozdzielnic. Omówiono również normatywne uwarunkowania dotyczące odporności na łuk wewnętrzny, w tym postanowienia normy PN-EN 61439 i dokumentu IEC/TR 61641.

Część druga („Zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego i niskiego napięcia, cz. 2” – elektro.info, nr 12/2024) [5] poświęcona została zagadnieniom fizycznych skutków zwarć łukowych, ze szczególnym uwzględnieniem energii wydzielanej w trakcie trwania

zjawiska oraz dynamiki jego rozwoju. Opisano, w jaki sposób działające podczas zwarcia łukowego siły elektrodynamiczne wpływają na elementy konstrukcyjne rozdzielnic w tym: przewody, szyny i aparaty oraz w jaki mogą prowadzić do uszkodzeń wtórnych, a w konsekwencji rozwoju awarii. Zwrócono także uwagę na niebezpieczne zjawisko wtórnego zwarcia. Początkowo niegroźny incydent może doprowadzić do degradacji izolacji, a po ponownym załączeniu do kolejnego, znacznie groźniejszego łuku.

Kluczowym elementem analizy była energia wydzielana w trakcie wyładowania łukowego, której wartość zależy od czasu trwania zwarcia, napięcia i natężenia prądu łuku. Przytoczono wzory i zależności umożliwiające szacowanie tej energii, a także wskazano orientacyjne progi cieplnych uszkodzeń: od zapłonu izolacji po topnienie przewodników. W szczególności, że to czas trwania łuku, a nie samo napięcie zasilające, jest głównym czynnikiem wpływającym na skalę zniszczeń.

W niniejszej, trzeciej części cyklu skupiono się na praktycznych aspektach zjawiska zwarcia. Na podstawie dwóch rzeczywistych przykładów obliczeniowych dla rozdzielnic głównej zasilanej z transformatora oraz rozdzielnic obiektywnej zasilanej z tej pierwszej, krok po kroku przedstawiono sposób wyznaczania wartości prądów zwarciovych:

- początkowego prądu zwarciovego trójfazowego,
- prądu zwarciovego jednofazowego,
- oraz najmniejszego spodziewanego prądu zwarciovego jednofazowego (ważnego z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej);
- a w konsekwencji z jakimi wartościami zwarć łukowych możemy mieć do czynienia.

Wyniki obliczeń zostały zestawione z wartościami wynikającymi z tabeli BB.1 normy PN-EN 61439-2, co umożliwia bezpośrednie porównanie i ocenę skutków przyjęcia założeń uproszczonych [6]–[10]. Jak pokażą poniższe przykłady, różnice są istotne zarówno w kontekście doboru urządzeń, jak i odpowiedzialności projektowej.

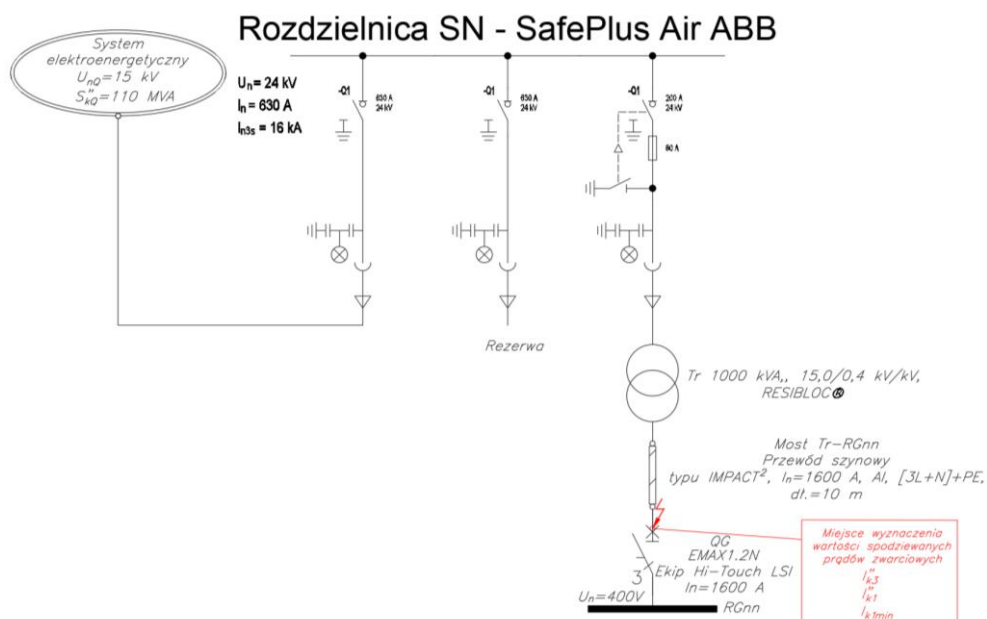
2. Wyznaczanie prądów zwarciovych w rozdzielnic głównej

W niniejszym przykładzie rozpatrywane będzie zwarcie w rozdzielnic głównej zasilanej z transformatora SN/nn. Układ zasilania zaprezentowano na schemacie na rys. 1.

Parametry obwodu zwarciovego są następujące:

- Zasilanie z własnej stacji transformatorowej:
 - moc zwarciova w miejscu przyłączenia transformatora (rozdzielnica SN):
 $S''_{kQ} = 110 \text{ MVA}$;
- Moc transformatora: 1000 kVA, 15,0/0,4 kV/kV, typu RESIBLOC:
 - Rezystancja transformatora R_{Tr} : 0,001440 [Ω]
 - Reaktancja transformatora X_{Tr} : 0,009491 [Ω]
 - Impedancja transformatora Z_{Tr} : 0,009600 [Ω].

- Most pomiędzy transformatorem a rozdzielnicą typu: przewód szynowy IMPACT2 1600, [3L + N] + PE (obudowa), przewodniki aluminiowe. Parametry przyjętego rozwiązania:
 - Prąd znamionowy: 1600 [A],
 - Rezystancja przewodników roboczych (L, N w temp. 20°C) $R_L = 0,040$ [m Ω /m],
 - Reaktancja przewodników roboczych (dla 50 Hz) – $X_L = 0,011$ [m Ω /m],
 - Impedancja przewodników roboczych (L, N) – $Z_L = 0,050$ [m Ω /m].
 - Rezystancja przewodka ochronnego (PE-obudowa) $R_{PE} = 0,076$ [m Ω /m],
 - Reaktancja przewodka ochronnego (PE-obudowa) $X_{PE} = 0,018$ [m Ω /m],
 - Długość mostu – $L = 10$ m.



Rys. 1. Schemat rozdzielnicy SN do przykładu 1 [11]

Wyznaczenie poszczególnych prądów zwarciovych [12]

a) Impedancja, reaktancja i rezystancja systemu elektroenergetycznego:

$$Z_{kQ} = \frac{c_{\max} \cdot U_{n1}^2}{S_{kQ}''} \cdot \left(\frac{T_{T2}}{T_{T1}} \right)^2 = \frac{1,1 \cdot 15 \cdot 750^2}{110 \cdot 10^6} \cdot \left(\frac{400}{15 \cdot 750} \right)^2 = 0,00160 \, \Omega,$$

$$X_{kQ} = 0,995 \cdot Z_{kQ} = 0,995 \cdot 0,00160 = 0,00159 \, \Omega,$$

$$R_{kQ} = 0,1 \cdot X_{kQ} = 0,1 \cdot 0,00159 = 0,000159 \, \Omega$$

- b) I''_{k3} – początkowy prąd zwarciaowy dla zwarcia trójfazowego (symetrycznego), w [A]:

$$I''_{k3} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3}} = \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + R_L \cdot L)^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + X_L \cdot L)^2}}$$

$$= \frac{1,1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \left(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,040}{1000} \cdot 10 \right)^2 + \left(0,00175 + 0,009491 + \frac{0,011}{1000} \cdot 10 \right)^2}$$

$$= 22\,341 \text{ A.}$$

- c) I''_{k1} – początkowy prąd zwarciaowy dla zwarcia jednofazowego, w [A]:

$$I''_{k1} = \frac{c_{\max} \cdot U_{1f}}{Z_{k1}} = \frac{c_{\max} \cdot U_{1f}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + 2 \cdot R_L \cdot L)^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + 2 \cdot X_L \cdot L)^2}}$$

$$= \frac{1 \cdot 230}{\sqrt{\left(0,000175 + 0,001440 + 2 \cdot \frac{0,040}{1000} \cdot 10 \right)^2 + \left(0,00175 + 0,009491 + 2 \cdot \frac{0,011}{1000} \cdot 10 \right)^2}}$$

$$\cong 21\,984 \text{ A.}$$

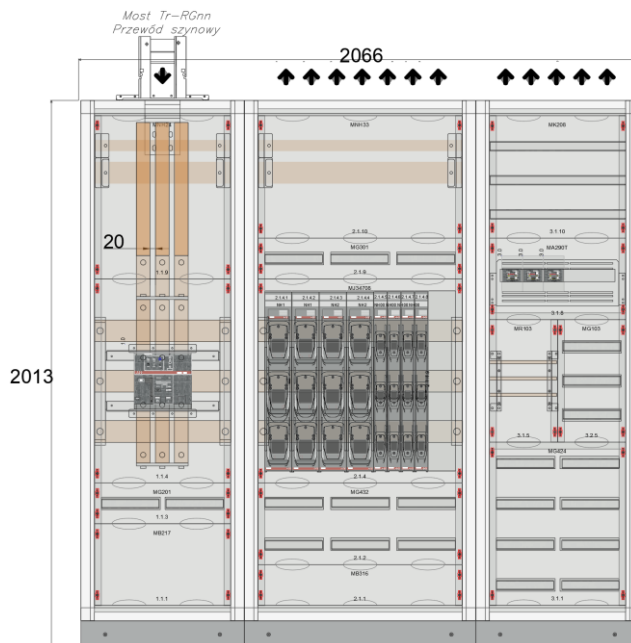
Komentarz: do dalszych obliczeń autorzy przyjęli, że wartość prądu zwarcia dwufazowego jest taka sama jak prądu dla zwarcia jednofazowego.

- d) $I_{k1\min}$ – najmniejszy spodziewany prąd zwarciaowy przy zwarcu jednofazowym (obliczany na końcu obwodu – do celów ochrony przeciwporażeniowej – tu: na zaciskach aparatu głównego od strony zasilania), w [A]:

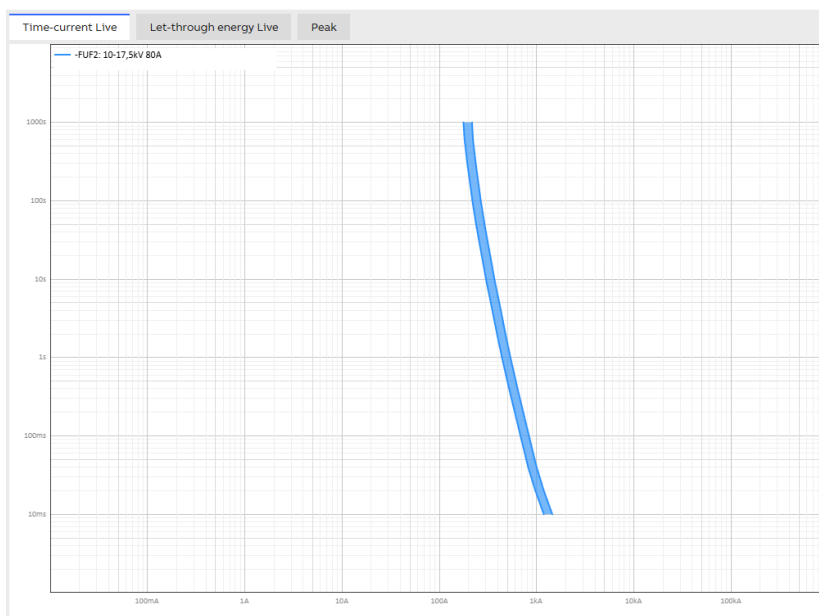
$$I_{k1\min} = \frac{0,8 \cdot U_{1f}}{Z_{k1}} = \frac{0,8 \cdot U_0}{\sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + R_L \cdot L + R_{PE} \cdot L)^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + X_L \cdot L + X_{PE} \cdot L)^2}}$$

$$= \frac{1 \cdot 230}{\sqrt{\left(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,031}{1000} \cdot 10 + \frac{0,111}{1000} \cdot 10 \right)^2 + \left(0,00175 + 0,009491 + \frac{0,014}{1000} \cdot 10 + \frac{0,039}{1000} \cdot 10 \right)^2}}$$

$$\cong 15\,196 \text{ A.}$$



Rys. 2. Widok elewacji rozdzielniczy RGnn [13]



Rys. 3. Charakterystyka czasowo-prądowa wkładki bezpiecznikowej SN stanowiącej zabezpieczenie transformatora Tr 1000 kVA [13]

Na podstawie powyższych obliczeń wartości poszczególnych prądów zwarciovych wynoszą:

$$I''_{k3} = 20\,005\text{ A},$$

$$I''_{k1} = 19\,675\text{ A},$$

$$I_{k1\min} = 15\,196\text{ A}.$$

Wartości prądów zwarciovych przeliczone na stronę średniego napięcia:

$$I''_{k3(SN)} = \frac{U_{T2}}{U_{T1}} \cdot I''_{k3} = \frac{400}{15\,750} \cdot 20\,005\text{ A} \cong 508\text{ A},$$

$$I''_{k1(SN)} = \frac{U_{T2}}{U_{T1}} \cdot I''_{k1} = \frac{400}{15\,750} \cdot 19\,675\text{ A} \cong 500\text{ A},$$

$$I_{k1\min(SN)} = \frac{U_{T2}}{U_{T1}} \cdot I_{k1\min} = \frac{400}{15\,750} \cdot 15\,196\text{ A} \cong 386\text{ A}.$$

Czas trwania zwarcia (czas zadziałania zabezpieczenia, przepalenia się wkładki bezpiecznikowej) po stronie średniego napięcia na poszczególnych wartości prądów będzie wynosić:

- Dla $I''_{k3} = 20\,005\text{ A}$ czas trwania zwarcia nie przekroczy 1,8 s;
- Dla $I''_{k1} = 19\,675\text{ A}$ czas trwania zwarcia nie przekroczy 1,8 s;
- Dla $I''_{k2} = 19\,675\text{ A}$ czas trwania zwarcia nie przekroczy 1,8 s;
- Dla $I_{k1\min} = 15\,196\text{ A}$ czas trwania zwarcia nie przekroczy 8 s;

3. Wyznaczanie prądów zwarciovych w rozdzielnicy obiektowej

Rozpatrywana rozdzielnica obiektowa jest zasilana z rozdzielnicy głównej z poprzedniego przykładu. Parametry obwodu zwarciovego są następujące:

- Linia zasilająca rozdzielnicę oddziałową (R1) o następujących parametrach:
 - Typ kabla: YKYżo 5 × 25,
 - Długość linii: $L = 100\text{ m}$.

Wyznaczenie poszczególnych prądów zwarciovych [12]

- Rezystancja i reaktancja linii zasilającej rozdzielnicę R1:

$$R_{L_{R1}} = R_{N_{R1}} = R_{PE_{R1}} = \frac{L}{\gamma \cdot S} = \frac{100}{55 \cdot 25} = 0,0727\ \Omega,$$

gdzie:

$R_{N\ R1}$ – rezystancja przewodu neutralnego, w $[\Omega]$,

$R_{PE\ R1}$ – rezystancja przewodu ochronnego, w $[\Omega]$,

$X_{L\ R1}$ – reaktancja przewodu fazowego, w $[\Omega]$,

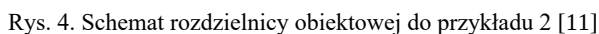
$X_{N\ R1}$ – reaktancja przewodu neutralnego, w $[\Omega]$,

 $X_{PE\ R1}$ – reaktancja przewodu ochronnego, w $[\Omega]$,

L – długość linii,

γ – konduktywność przewodu, w $[\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)]$,

S – przekrój przewodu, w $[\text{mm}^2]$.



107

$$\begin{aligned}
 I_{k3}'' &= \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3}} \\
 &= \frac{c_{\max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + R_L \cdot L + R_{L_R1})^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + X_L \cdot L + R_{L_R1})^2}} \\
 &= \frac{1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,040}{1000} \cdot 10 + 0,0727\right)^2 + \left(0,00175 + 0,009491 + \frac{0,011}{1000} \cdot 10 + 0,00175\right)^2}}.
 \end{aligned}$$

c) I_{k1}'' – początkowy prąd zwarciovowy dla zwarcia jednofazowego, w [A]:

$$\begin{aligned}
 I_{k1}'' &= \frac{c_{\max} \cdot U_{1f}}{Z_{k1}} \\
 &= \frac{c_{\max} \cdot U_{1f}}{\sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + 2 \cdot R_L \cdot L + R_{L_R1} R_{N_R1})^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + 2 \cdot X_L \cdot L + X_{L_R1} + X_{N_R1})^2}} \\
 &= \frac{1 \cdot 230}{\sqrt{\left(0,000175 + 0,001440 + 2 \cdot \frac{0,040}{1000} \cdot 10 + 0,0727 + 0,0727\right)^2 + \left(0,00175 + 0,009491 + 2 \cdot \frac{0,011}{1000} \cdot 10 + 0,00175 + 0,00175\right)^2}} \cong 1537 \text{ A}.
 \end{aligned}$$

Komentarz: do dalszych obliczeń autorzy przyjęli, że wartość prądu zwarcia dwu fazowego jest taka sama jak prądu dla zwarcia jednofazowego.

d) $I_{k1\min}$ – najmniejszy spodziewany prąd zwarciovowy przy zwarcu jednofazowym (obliczany na końcu obwodu – do celów ochrony przeciwporażeniowej – tu: na zaciskach aparatu głównego od strony zasilania), w [A]:

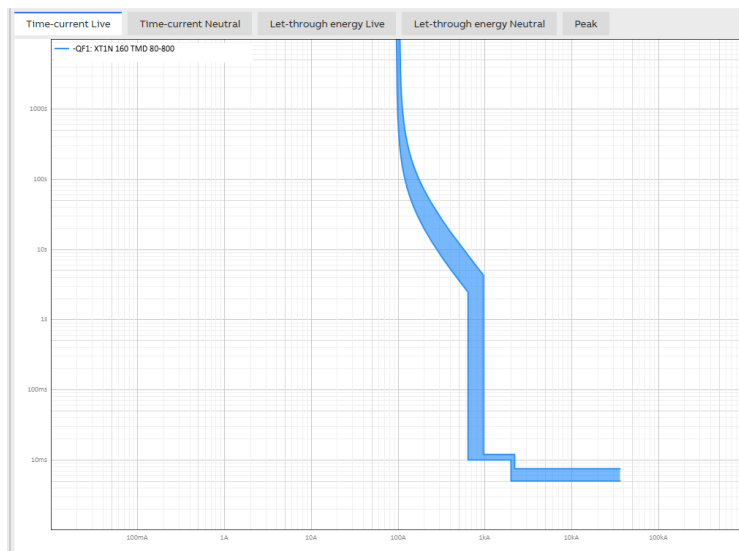
$$0,000175 + 0,001440 + \frac{0,031}{1000} \cdot 10 + \frac{0,111}{100}.$$

Na podstawie powyższych obliczeń wartości poszczególnych prądów zwarciovowych wynoszą:

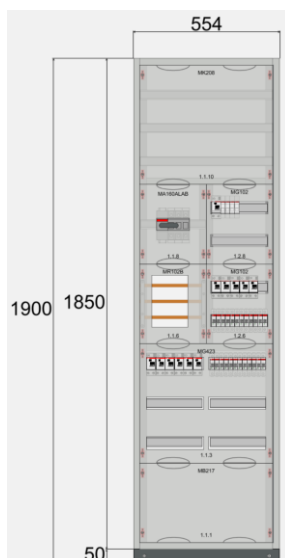
$$I''_{k3} = 2994 \text{ A},$$

$$I''_{k1} = 1537 \text{ A},$$

$$I_{k1\min} = 1223 \text{ A}.$$



Rys. 5. Charakterystyka czasowo-prądowa wyłącznika Q1 ($T_{\max} \text{ XTIN } 160$, $I_n = 80 \text{ A}$) w rozdzielniczy zabudowany w RGnn [13]



Rys. 6. Widok elewacji rozdzielniczy R1 [13]

Czas trwania zwarcia czyli czas zadziałania zabezpieczenia (wyłącznika kompaktowego) w rozdzielnicy RGnn dla poszczególnych wartości prądów będzie wynosić:

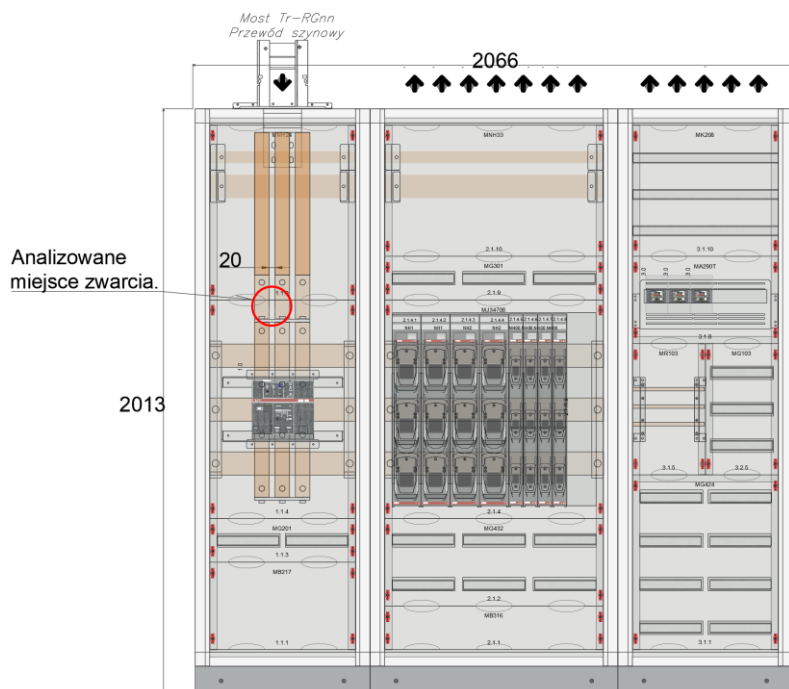
- Dla $I''_{k3} = 2994$ A czas trwania zwarcia nie przekroczy 0,008 s (8 ms);
- Dla $I''_{k1} = 1537$ A czas trwania zwarcia nie przekroczy 0,012 (12 ms);
- Dla $I_{k1min} = 1223$ A czas trwania zwarcia nie przekroczy 0,012 (12 ms);

4. Analiza energii zwarcia łukowego w rozdzielnicy głównej

Na podstawie analizy dokumentacji technicznej rozdzielnicy głównej, rozpatrywanej w poprzednim przykładzie, określono miejsca o podwyższonym ryzyku rozwoju zwarcia łukowego.

W kontekście konstrukcji rozdzielnicy głównej, za najbardziej newralgiczne punkty wewnętrzne, w których może dojść do inicjacji łuku elektrycznego, uznaje się:

- pomiędzy zaciskami aparatów,
- pomiędzy szynami fazowymi,
- pomiędzy szyną fazową a szyną neutralną/ochroną,
- pomiędzy żyłami przewodów odpływowych.



Rys. 7. Widok rozdzielnicy RGnn – z oznaczonym prawdopodobnym miejscem zwarcia [13]

Z analizy geometrii oraz rozmieszczenia tych punktów przyjęto, że szacunkowa długość kanału plazmowego, który może się wytworzyć pomiędzy nimi w przypadku zwarcia łukowego, wynosi do 20 mm (pomiędzy szynami fazowymi) – rys. 7. Nie jest to największa długość prawdopodobnego kanału plazmowego ale najbardziej prawdopodobna.

Biorąc to pod uwagę, wyznaczenie energii wyładowania łukowego, dla granicznego przypadku, który mógłby nastąpić w obrębie tej rozdzielnicy jest następująca [5], [14], [15]:

$$U_{av} = 35 + 1,6 \cdot d_a + 6,6 \cdot I_a = 35 + 1,6 \cdot 20 + 6,6 \cdot 19,7 \approx 197 \text{ V},$$

$$W_a = U_{av} I_a t_k = 197 \cdot 19,7 \cdot 1,8 \approx 6986 \text{ kJ},$$

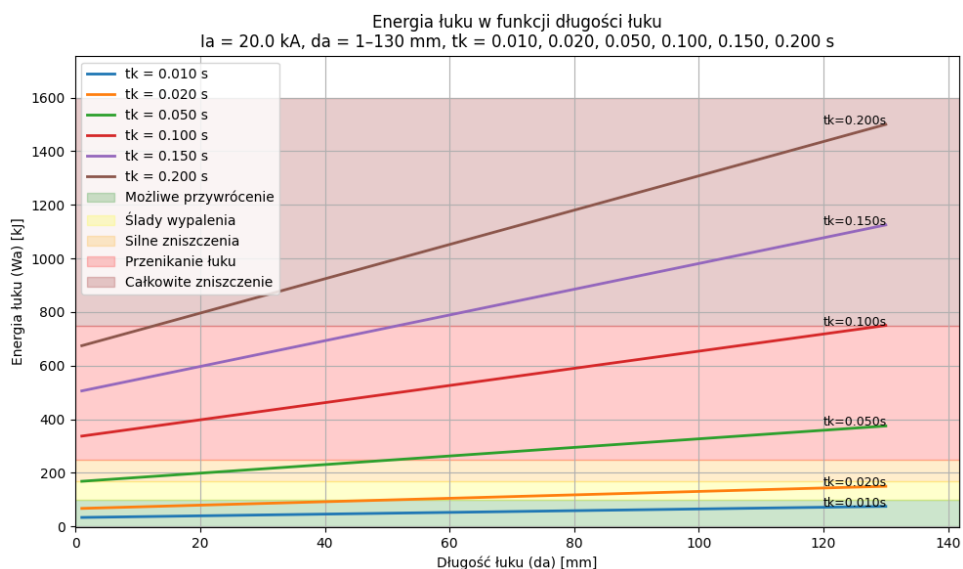
gdzie:

U_{av} – zastępcza wartość napięcia łuku [kV],

d_a – długość łuku [mm],

I_a – wartość skuteczna prądu zwarcia [kA],

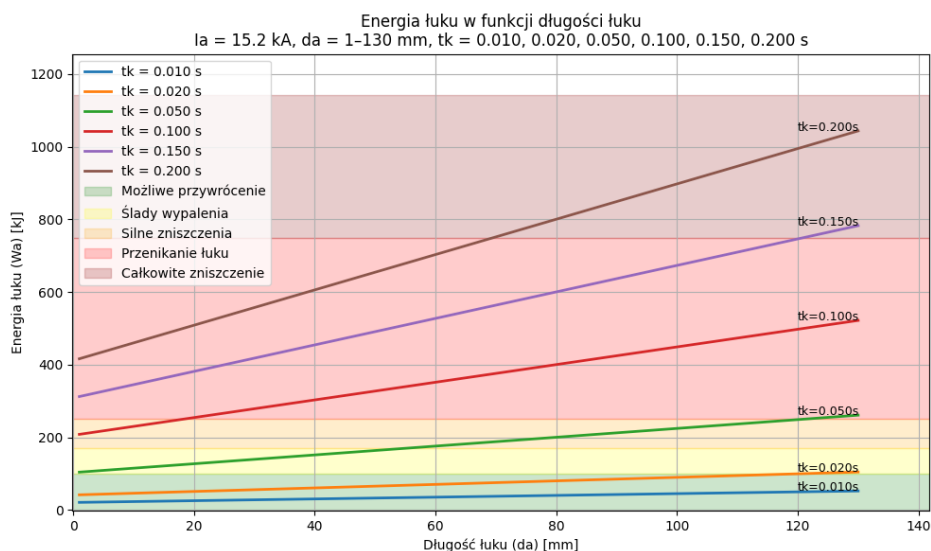
W_a – energia wyładowania łukowego [kJ].



Rys. 8. Wyznaczona energia wyładowania łukowego dla prądu 20 kA w funkcji długości łuku przy wybranych czasach trwania wyładowania

Wielkość energii wyładowania łukowego podczas zwarcia silnie zależy od długości kanału plazmowego, wartości prądu zasilającego zwarcie oraz czasu jego trwania. W oparciu o te parametry wyznaczono rozkład energii zwarcia łukowego zarówno dla

przypadków trójfazowych, dwufazowych, jak i jednofazowych, zakładając jej wydzielanie w miejscu wystąpienia uszkodzenia. Jako wartość prądu zasilającego zwarcie przyjęto prąd zwarcia dwufazowego, uprzednio wyznaczony dla analizowanej rozdzielni. Jednak w praktyce zwarcie dwufazowe może się przerodzić w zwarcie trójfazowe zatem wartość spodziewanego prądu może wzrosnąć do maksymalnej wartości i tym samym energia wydzielona w rozdzielni będzie jeszcze większa. Na tej podstawie przeprowadzono symulację, której celem było określenie granicznych parametrów wyładowania łukowego, przy których rozdzielnica może zostać uznana za zdolną do dalszej eksploatacji. Przy wartościach prądów zwarcia, czasie trwania zwarcia oraz długości łuku w analizowanej rozdzielni wynika, że rozdzielnica ulegnie całkowitemu zniszczeniu. W związku z tym konieczne będzie wyposażenie jej w dodatkowe środki ochrony (pasywne/aktywne) oraz skrócenie czasu trwania zwarcia, co w praktyce oznacza wymianę pola SN z rozłącznika z bezpiecznikami na pole z przełącznikiem zabezpieczeniowym z możliwością regulacji czasu zadziałania.



Rys. 9. Wyznaczona energia wyładowania łukowego dla prądu 15,2 kA w funkcji długości łuku przy wybranych czasach trwania wyładowania

Wyznaczone wartości energii dla różnych czasów trwania zwarcia wskazują, że w przypadku rozdzielni głównej kluczowym czynnikiem decydującym o jej wytrzymałości zwarciowej jest właśnie czas trwania wyładowania łukowego. W sytuacji, gdy zwarcie zostanie wykryte i wyłączone w czasie nieprzekraczającym 0,01 s – czyli w połowie okresu prądu sieciowego – możliwe jest, po wykonaniu oględzin oraz pomiarów, przywrócenie rozdzielni do dalszej eksploatacji. W przypadku dłuższego

czasu trwania zwarcia, ale nieprzekraczającego jednego pełnego okresu (0,02 s), decydujące znaczenie ma długość łuku, a tym samym miejsce wystąpienia uszkodzenia. Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, że jeżeli długość kolumny łukowej nie przekroczy 40 mm, również w takim przypadku możliwe jest przywrócenie rozdzielnicy do pracy po przeprowadzeniu odpowiedniej oceny stanu technicznego. We wszystkich pozostałych sytuacjach zwarcie łukowe prowadzi do nieodwracalnych uszkodzeń rozdzielnicy, co wiąże się z koniecznością przeprowadzenia jej remontu lub całkowitej wymiany. Przeanalizowano również przypadek, w którym prąd wyładowania łukowego byłby ograniczony do najmniejszego spodziewanego prądu zwarcia w obrębie tej rozdzielnicy, wynoszącego w tym przypadku 15,2 kA.

Z przeprowadzonej symulacji wynika, że również w analizowanym przypadku, jeżeli uszkodzenie zostanie wykryte i wyłączone w czasie nieprzekraczającym 0,01 s, rozdzielnica może zostać dopuszczona do dalszej eksploatacji po wykonaniu oględzin oraz pomiarów. Dla czasu wyłączenia zwarcia nieprzekraczającego 0,02 s, dopuszczalna długość kolumny łukowej zwiększa się do około 120 mm, bez konieczności wyłączenia rozdzielnicy z eksploatacji.

Wystąpienie zwarcia łukowego o dłuższym czasie trwania skutkuje natomiast przekroczeniem granicznych wartości energii i długości łuku, co prowadzi do trwałego uszkodzenia rozdzielnicy. W takim przypadku niezbędny jest jej remont lub całkowita wymiana.

5. Analiza energii zwarcia łukowego w rozdzielnicy oddziałowej

Podobnie jak w przypadku rozdzielnicy głównej, na podstawie analizy dokumentacji technicznej rozdzielnicy oddziałowej określono obszary, w których ryzyko wystąpienia zwarcia łukowego jest najwyższe.

W odniesieniu do rozdzielnicy oddziałowej, za najbardziej newralgiczne punkty wewnętrzne, w których może dojść do rozwoju wyładowania łukowego, uznaje się:

- bloki rozdzielcze/szyny rozdzielcze,
- zaciski aparatów,
- złączki szynowe,
- pomiędzy żyłami przewodów zasilających/odpływowych.

Na podstawie geometrii konstrukcji rozdzielnicy oddziałowej oszacowano, że maksymalna długość kanału plazmowego łączącego potencjalne punkty, w których może dojść do zapłonu kolumny łukowej może wynosić do 100 mm.

Uwzględniając powyższe, wyznaczenie energii wyładowania łukowego możliwe jest do wygenerowania w obrębie tej rozdzielnicy przeprowadzono w sposób analogiczny jak dla rozdzielnicy głównej. Zastosowano te same założenia dotyczące wartości prądu zasilającego, czasu trwania zwarcia oraz charakterystyki kanału łukowego. Biorąc

to pod uwagę, wyznaczenie energii wyładowania łukowego, dla granicznego przypadku, który mógłby nastąpić w obrębie tej rozdzielnicy jest następująca [5], [14], [15]:

$$U_{av} = 35 + 1,6 \cdot d_a + 6,6 \cdot I_a = 35 + 1,6 \cdot 48 + 6,6 \cdot 1,537 \approx 121 \text{ V},$$

$$W_a = U_{av} I_a t_k = 121 \cdot 1,537 \cdot 0,008 \approx 1,499 \text{ kJ},$$

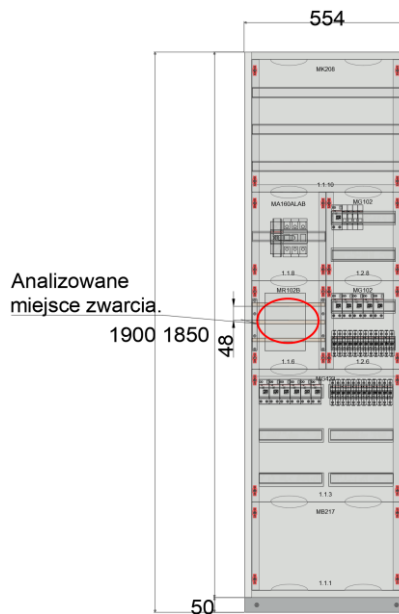
gdzie:

U_{av} – zastępcza wartość napięcia łuku [kV]

d_a – długość łuku [mm]

I_a – wartość skuteczna prądu zwarcia [kA].

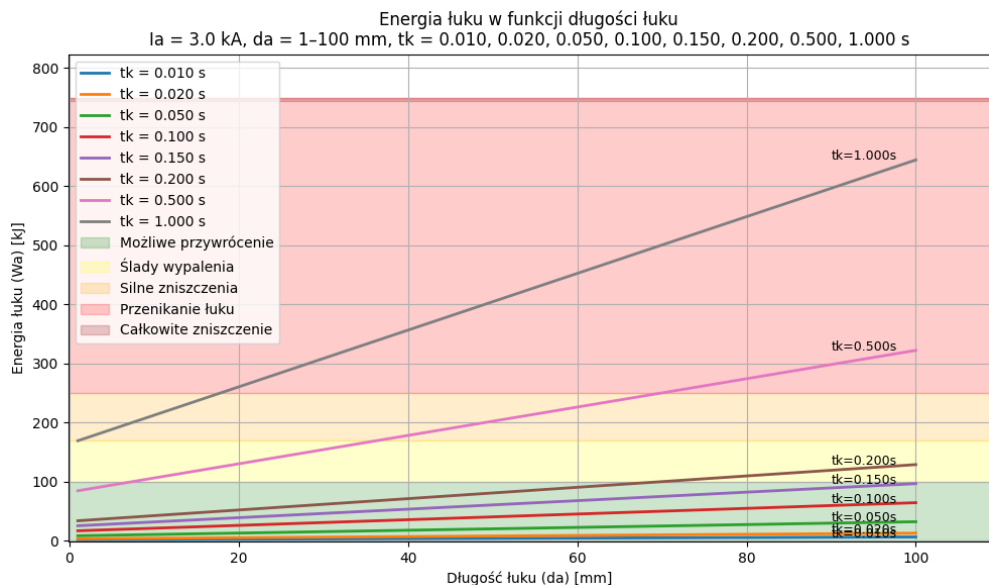
W_a – energia wyładowania łukowego [kJ].



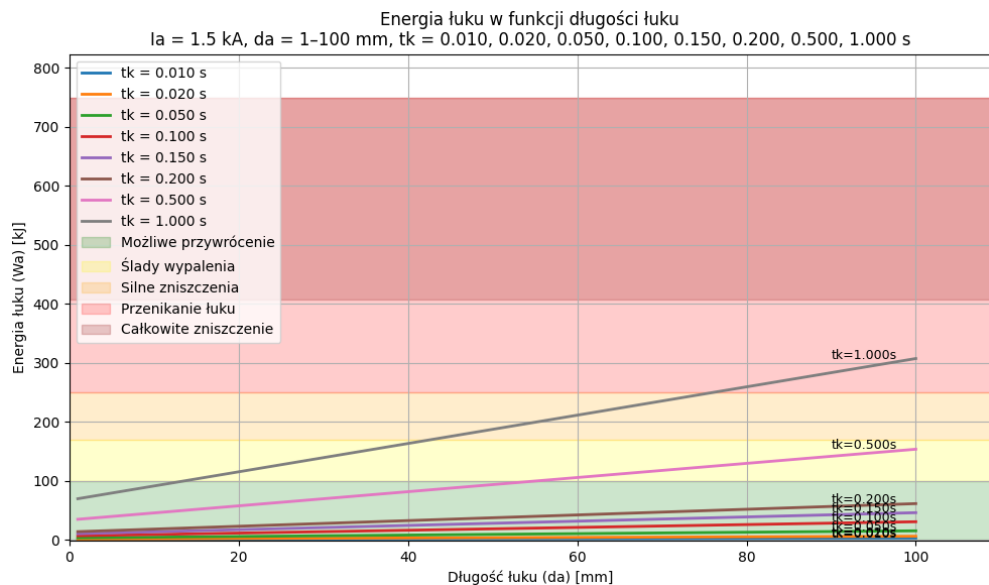
Rys. 10. Widok rozdzielnicy R1 – z oznaczonym prawdopodobnym miejscem zwarcia

Rozpatrując zwarcie jednofazowe w stosunku do N lub PE, korzystając z poprzednich obliczeń, można zauważyć, że prąd zasilający takiego rodzaju uszkodzenie jest mniejszy i wynosi 1,5 kA.

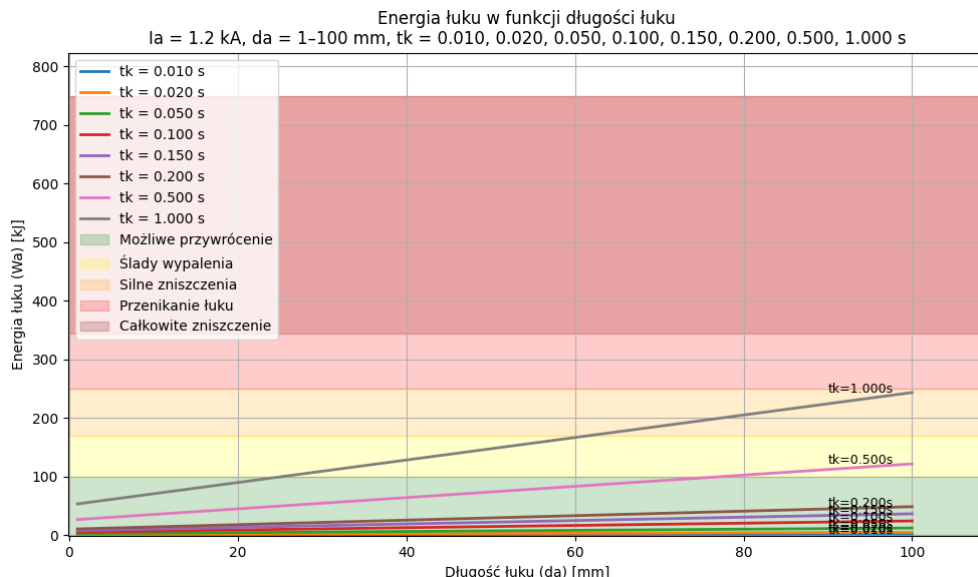
W przypadku rozpatrywanego zwarcia rozdzielnica może zostać przywrócona do eksploatacji po oględzinach oraz pomiarach niezależnie od długości kolumny łukowej, pod warunkiem, że uszkodzenie zostanie wykryte i wyłączone w czasie nieprzekraczającym 200 ms. Dla czasów trwania zwarcia przekraczających tę wartość, możliwość dalszej eksploatacji rozdzielnicy zależy od lokalizacji uszkodzenia oraz długości kolumny łukowej.



Rys. 11. Wyznaczona energia wyładowania łukowego dla prądu 3 kA w funkcji długości łuku przy wybranych czasach trwania wyładowania



Rys. 12. Wyznaczona energia wyładowania łukowego dla prądu 1,5 kA w funkcji długości łuku przy wybranych czasach trwania wyładowania



Rys. 13. Wyznaczona energia wyładowania łukowego dla prądu 1,2 kA w funkcji długości łuku przy wybranych czasach trwania wyładowania

Analizując prąd zwarcia zasilany najmniejszą spodziewaną wartością prądu zwarcia, wnioski są zbliżone do wyników poprzedniej symulacji. Różnica polega na tym, że rozdzielnica będzie nadawała się do dalszej eksploatacji, jeśli uszkodzenie nie potrwa dłużej niż 0,5 sekundy, a długość kolumny łukowej nie przekroczy 80 mm. W przypadku dłuższego czasu trwania zwarcia – do 1 sekundy, graniczna dopuszczalna długość łuku zmniejsza się do około 20 mm.

6. Uwagi i wnioski i końcowe

- Właściwe szacowanie wartości spodziewanych prądów zwarciovych (fazowych, neutralnych, ochronnych) jest niezwykle istotne dla doboru aparatury, przekrojów przewodów, wytrzymałości mechanicznej torów prądowych oraz skuteczności działania zabezpieczeń.
- Przeprowadzone przykłady obliczeniowe w rozdzielnicy głównej i oddziałowej jasno pokazują, że wartości prądów zwarciovych obliczone wg. wzorów znacząco różnią się od wartości wyznaczonych na podstawie tabeli BB.1 normy PN-EN 61439-2 (60% wartości I''_{k3}).
- Stosowanie uproszczonych założeń normatywnych, zwłaszcza w przypadku rozdzielnic głównych zasilanych bezpośrednio z transformatora, może prowa-

dzić do niedoszacowania prądów (szczególnie I''_{k1} i I_{k1min} , które mogą być zbliżone do I''_{k3}) i w konsekwencji do zniszczenia rozdzielnic. Wartości normatywne mogą być poprawne jedynie w instalacjach oddalonych od źródła, np. w rozdzielnicach oddziałowych.

- Projektant powinien podawać wartości I''_{k1} oraz I_{k1min} , a producent rozdzielnic nie powinien opierać się wyłącznie na wartościach z tabeli BB.1 normy PN-EN 61439-2.
- Wartość energii wydzielanej podczas wyładowania łukowego zależy od czasu trwania zwarcia, napięcia i natężenia prądu łuku, przy czym to **czas trwania łuku, a nie samo napięcie zasilające, jest głównym czynnikiem wpływającym na skalę zniszczeń.**
- Dla rozdzielnic głównej kluczowym czynnikiem decydującym o jej wytrzymałości zwarciorowej jest czas trwania wyładowania łukowego.
- Wykrycie i wyłączenie zwarcia w czasie do 0,01 s (pół okresu prądu sieciowego) umożliwia przywrócenie rozdzielnic do eksploatacji po oględzinach.
- Dla czasu do 0,02 s (jednego pełnego okresu), decydujące znaczenie ma długość łuku; możliwość dalszej eksploatacji jest możliwa, jeśli długość kolumny łukowej nie przekroczy 40 mm (dla największego prądu zwarciorowego) lub około 120 mm (dla najmniejszego prądu zwarciorowego).
- Dłuższy czas trwania zwarcia prowadzi do nieodwracalnych uszkodzeń i konieczności remontu lub wymiany rozdzielnic.
- W rozdzielnic oddziałowej, ze względu na mniejsze prądy zwarciorowe (np. 1,5 kA dla zwarcia jednofazowego), tolerancja na czas trwania łuku jest większa.
- W przypadku zwarcia jednofazowego, rozdzielnica może zostać przywrócona do eksploatacji po oględzinach, niezależnie od długości kolumny łukowej, pod warunkiem wyłączenia uszkodzenia w czasie do 200 ms.
- Stosowanie zabezpieczenia transformatora SN/nn w postaci wkładek topikowych może w krytycznych przypadkach (przy niezastosowaniu innych środków wykrywających łuk elektryczny) może powodować dłuższy czas trwania zwarcia niż dopuszczalny z punktu wytrzymałości rozdzielnic przy zwarcu łukowym. W przypadku wyznaczenia długich czasów trwania zwarcia (np.: powyżej 0,2 s) po stronie niskiego napięcia konieczne będzie zastosowanie dodatkowych zabezpieczeń w rozdzielnic niskiego napięcia (ochrona pasywna/aktywna) lub/i wymiana zabezpieczenia po stronie niskiego napięcia na przełącznik zabezpieczeniowy umożliwiający regulację czasów. (Sposoby eliminacji tego problemu zostaną przedstawione w kolejnym artykule z niniejszej serii.)
- Dla najmniejszego spodziewanego prądu zwarcia, rozdzielnica nadaje się do dalszej eksploatacji, jeśli uszkodzenie nie potrwa dłużej niż 0,5 sekundy (dla długości kolumny łukowej do 80 mm) lub do 1 sekundy (dla łuku zmniejszającego się do około 20 mm).

Literatura

- [1] Kulas S.J., Supronowicz H., *Analiza łuku elektrycznego awaryjnego i sposoby ograniczania jego skutków*, Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa, 2014.
- [2] Elegrow Technology, *Arc Flash – What Is It? How To Prevent It*.
- [3] Redlak A., „Przegląd Pożarniczy”.
- [4] Czosnyka M., Orzechowski M., Dudzik R., *Zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego i niskiego napięcia*, Część 1. Podstawy teoretyczne, Elektro.info, wrzesień 2024.
- [5] Czosnyka M., Orzechowski M., Dudzik R., *Zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego i niskiego napięcia* (Część 2.), Elektro.info, październik 2024.
- [6] PN-EN 61439-2:2011. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe – Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziálu energii elektrycznej*.
- [7] PN-EN 61439-1:2011. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe – Część 1: Postanowienia ogólne*.
- [8] PN-EN IEC 61439-1:2021-10. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe – Część 1: Postanowienia ogólne*.
- [9] PN-EN IEC 61439-2:2021-10. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe – Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziálu energii elektrycznej*.
- [10] PN-EN 61439-3:2012. *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe – Część 3: Rozdzielnice tablicowe przeznaczone do obsługiwanie przez osoby postronne (DBO)*.
- [11] Orzechowski M., Mikulski M., *Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć – studium przypadków – odporność zwarcia elementów realizujących rozdział energii*, Elektro.info, 2022.
- [12] Wiatr J., Orzechowski M., *Poradnik projektanta elektryka. Podstawy zasilania budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i innych obiektów nieprzemysłowych w energię elektryczną*, VI. Grupa Medium, 2021.
- [13] *PartnerHub/DocWeb oprogramowanie firmy ABB do obliczeń oraz modelowania instalacji elektrycznych*.
- [14] Surówka I., *Instalacje elektryczne. Zwarcia łukowe w rozdzielnicach elektroenergetycznych SN i nn*, Europejski Instytut Miedzi, 2017. [Online]. Dostępne na: <https://leonardo-energy.pl/wp-content/uploads/2017/01/zwarcia-lukowe-w-rozdzielnicach-elektroenergetycznych-SN-i-nn.pdf>
- [15] Klajn A., Markiewicz H., Surówka I., *Nowa metoda eliminacji łuku zakłócenia w urządzeniach elektrycznych*, Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze – SIECI 2004. V Konferencja Naukowo-Techniczna.

Jacek GLENSK

IPC Sp. z o.o.

Krzysztof MAŻNIEWSKI

Politechnika Śląska

PROBLEMATYKA OCENY ZAGROŻEŃ ZWIĄZANYCH Z EKSPLOATACJĄ BATERII KONDENSATORÓW W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

W referacie przedstawiono główne zagadnienia dotyczące oceny zagrożenia eksploatacyjnego od baterii kondensatorów w sieciach elektroenergetycznych. Ocena taka jest obecnie wymagana przez procedury bezpieczeństwa elektrycznego (*Electrical Safety Program*) międzynarodowych korporacji. W szczególności, w oparciu o amerykański standard NFPA 70E – *Electrical Safety in the Workplace*, scharakteryzowano metodykę oceny ilościowej poziomu zagrożenia występującego przy gwałtownym rozładowaniu kondensatora dla takich zdarzeń, jak: porażenie prądem elektrycznym, oparzenie łukiem elektrycznym, oddziaływanie fali uderzeniowej. Zaprezentowano również wybrane modele i przykłady obliczeniowe, a następnie algorytm oceny ryzyka oraz sposób doboru adekwatnych metod ochrony (w tym środków ochrony indywidualnej – ŚOI) dla pracowników wykonujących prace eksploatacyjne przy bateriach kondensatorów.

1. Wprowadzenie

Kondensatory w elektroenergetyce posiadają kilka specyficznych zastosowań, natomiast najbardziej typowe problemy eksploatacyjne występują w kompensatorach mocy biernej oraz układach gromadzenia energii, m.in. w członie sprzęgającym moduły przekształtników energoelektronicznych (układ „*DC-Link*” pomiędzy prostownikiem a falownikiem).

Układy te mogą powodować szczególne zagrożenie dla obsługi ze względu na:

- zdolność magazynowania energii elektrycznej i przechowywania jej (przez pewien czas) nawet po odłączeniu od źródła zasilania;
- wyjątkową zdolność do skokowych zmian prądu i bardzo szybkiego rozładowywania;
- konieczność regularnego wykonywania pewnych czynności łączeniowych i eksploatacyjnych, czasem przy otwartych obudowach i zdjętych osłonach (np. w trakcie wykonywania pomiarów lub przeglądów termowizyjnych).

Jeśli z jakiegokolwiek powodu – od awarii aparatury po błąd człowieka – dojdzie do zwarcia w obwodzie kondensatora (metalicznego, przez iskrę lub łuk elektryczny), to może on w ciągu ułamka sekundy oddać prawie cały zgromadzony ładunek, przy bardzo wysokim prądzie rozładowania. Prąd ten może powodować gwałtowne nagrzewanie metali, wtórną inicjację łuku elektrycznego i generację silnej fali uderzeniowej, które z kolei mogą powodować obrażenia proporcjonalne do całkowitej energii zgromadzonej w kondensatorze.

Chociaż większość systemów zawierających kondensatory posiada wbudowane rezystory rozładowujące (rozładowcze), które automatycznie rozładowują zmagazynowaną energię w określonym czasie, to niekiedy ulegają one awarii. Ponadto, niektóre systemy kondensatorów mogą nie mieć wbudowanych rezystorów rozładowujących lub określony zakres czynności eksploatacyjnych (np. pomiary) nie może być wykonany w stanie zerowej energii. Wymaga to zastosowania szczególnych środków dla zapewnienia akceptowalnego poziomu bezpieczeństwa w trakcie prac wykonywanych w ich pobliżu.

2. Ocena zagrożeń

Aktualny stan prawny w Polsce obliguje pracodawcę do wykonania identyfikacji zagrożeń na stanowisku pracy, oceny ryzyka, podjęcia właściwych działań zapobiegawczych i doboru odpowiednich środków ochrony. W związku z tym pracodawca ma do dyspozycji szereg przepisów, norm branżowych oraz zawarty w ustawie **Kodeks pracy** (art. 207, § 2, [11]) nakaz odpowiedniego wykorzystania osiągnięć nauki i techniki, który pozwala na sięgnięcie również po inne uznane standardy międzynarodowe.

Globalne programy i procedury bezpieczeństwa elektrycznego międzynarodowych korporacji coraz częściej wprowadzają w całych organizacjach wymóg spełnienia wymagań opisanych w przepisach amerykańskich (**OSHA – Occupational Safety and Health Administration**), szczególnie w kodeksie *Code of Federal Regulations 29 CFR 1910* [18], wskazując jako narzędzie do realizacji tych celów standard **NFPA 70E (Electrical Safety in the Workplace)** [17].

NFPA 70E kompleksowo podejmuje kwestie bezpieczeństwa elektrycznego w środowisku pracy podczas eksploatacji instalacji i urządzeń elektrycznych, w tym podczas obsługi kondensatorów energetycznych, wskazując następujące zagrożenia:

- pożary „elektryczne”, związane głównie z przegrzewaniem elementów obwodu, a następnie ze stopieniem i zapłonem izolacji, sporadycznie spowodowane iskrzeniem (np. styczników załączających poszczególne człony kompensatora) lub łukiem elektrycznym na zaciskach, opisywane również w polskojęzycznej literaturze – m.in. w [3], [9];
- porażenie prądem elektrycznym, w kontekście patofizjologicznych skutków przepływu prądu elektrycznego przez organizm ludzki [1], [5];

- porażenie łukiem elektrycznym, w kontekście zjawisk i czynników oddziałujących na człowieka przy zwarcia łukowych [2];
- fala uderzeniowa, powstająca przy gwałtownym rozładowaniu pojemności przez łuk elektryczny;
- oddziaływanie stałych i zmiennych pól elektrycznych i magnetycznych.

Część z wymienionych zagrożeń jest ze sobą ściśle związana, a kolejne zjawiska wzajemnie często napędzają swój dalszy rozwój. Główną, wspólną przyczyną pożarów, wybuchów oraz inicjacji wewnętrznego zwarcia łukowego, jest zaburzenie bilansu cieplnego, tj. szybsze wydzielanie ciepła wewnątrz kondensatora od możliwości rozpraszania energii cieplnej w otoczeniu.

Zagrożenia związane z porażeniem prądem i/lub łukiem elektrycznym w przypadku urządzeń zawierających duże pojemności powinno identyfikować się oddzielnie dla różnych stanów pracy oraz różnych zadań eksploatacyjnych, tj.:

- **dla pracy normalnej** (zasilanie z sieci), np. przy pomiarach lub przeglądzie termowizyjnym;
- **przy uszkodzeniu**, np. po zadziałaniu wewnętrznych zabezpieczeń układu lub w trakcie awaryjnego zatrzymywania (wyłączania) i odłączania od sieci;
- **dla urządzeń odłączonych** od sieci zasilającej, gdy w kondensatorach pozostaje jeszcze zgromadzona energia, która musi zostać bezpiecznie rozładowana przed przystąpieniem do dalszych prac.

3. Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym

W Europie powszechnie wykorzystywanym dokumentem bazowym do wyznaczania zasad ochrony przed porażeniami jest publikacja **IEC 60479-1** (*Effects of current on human beings and livestock*) [13]. Przy ocenie zagrożeń praktycznie zawsze stosuje się odniesienie do krzywych *c* oraz prawdopodobieństwa migotania komór serca (fibrilacji), pomijając pozostałe problemy związane z porażeniami (brak możliwości samouwolnienia, ryzyko uduszenia, rozległe oparzenia, zniszczenia tkanek [1], w tym degradacja tkanki nerwowej [6], [8]). Wynika stąd przyjmowanie różnych napięć dopuszczalnych długotrwale dla różnych warunków. Dla kondensatorów określa się czasy rozładowania niezbędne do osiągnięcia napięcia o wartości 75 V.

W systemie amerykańskim napięcia uznane za bezpieczne wynikają z norm **IEEE 80** [16] oraz NFPA 70E [17]. Przyjęto w nich odpowiednio: 100 V dla systemów stałoprądowych oraz 50 V dla zmiennoprądowych, o ile spełnione są warunki samouwolnienia (czyli prąd rażeniowy ograniczony do 40 mA dla DC i 5 mA dla AC).

Najostrzejsze wymagania stawiają jednak przepisy OSHA, które podają jeden próg dla wszystkich rodzajów napięć i ogólnie zabraniają narażania pracowników na oparzenia, ryzyko oddziaływania łuku elektrycznego oraz kontakt z elementami znajdującymi się pod napięciem powyżej 50 V względem ziemi, ponieważ jako czynnik ryzy-

ka uwzględniają również urazy spowodowane gwałtownym skurczem mięśni, a nie wyłącznie ryzyko fibrylacji. Jeśli mimo wszystko prace przy nieosłoniętych częściach czynnych i napięciach przekraczających 50 V są konieczne, to wówczas obowiązkowe staje się stosowanie odpowiednich środków ochrony przed porażeniem prądem i łukiem elektrycznym.

Główne wymagania dla kondensatorów przeznaczonych do kompensacji mocy biernej określają normy:

- PN-EN 60871 – dla baterii kondensatorów wysokiego napięcia – maksymalny czas rozładowania od napięcia znamionowego do 75 V nie może przekroczyć 10 minut [20];
- PN-EN 60831 – dla baterii kondensatorów niskiego napięcia – maksymalny czas rozładowania od napięcia znamionowego do 75 V nie może przekroczyć 3 minut [19].

Jeżeli czas rozładowania do poziomu napięcia bezpiecznego przekracza wymaganą wartość, to na produkcie powinna znajdować się etykieta ostrzegawcza z informacją o czasie rozładowania.

Stosowany w systemie amerykańskim standard **IEEE 18** [14] – wymaga rozładowania do napięcia 50V w czasie:

- do 5 minut dla kondensatorów o napięciu znamionowym powyżej 600 V,
- do 1 minuty dla kondensatorów o napięciu znamionowym do 600 V.

4. Ochrona przed oddziaływaniem łuku elektrycznego

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2016/425 [21] oraz Decyzja Wykonawcza Komisji Unii Europejskiej 2023/941 [10] wskazują na konieczność ochrony pracowników przed łukiem elektrycznym za pomocą środków certyfikowanych zgodnie z dotyczącą odzieży normą **EN 61482-2:2020** [12]. Żaden z polskich przepisów nie wskazuje jednak zasad wyznaczania poziomu zagrożenia i odpowiedniego doboru tej odzieży.

Aktualne wydania normy NFPA 70E, a także coraz więcej komercyjnych podmiotów europejskich, odwołują się natomiast w powyższym zakresie do międzynarodowej normy **IEEE 1584** (*Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*) [15]. Norma ta, na podstawie obliczeń prądu zwarciovego oraz konfiguracji i geometrii obwodu, umożliwia wyznaczenie spodziewanego prądu zwarcia łukowego, następnie czasu zadziałania zabezpieczeń nadprądowych oraz sumarycznej energii cieplnej łuku, która dociera do największych powierzchni ciała pracownika. W ten sposób umożliwia właściwy dobór środków ochrony oraz wyznaczenie stref, w których wymagana jest ochrona przed oparzeniami.

Zagrożenie pochodzące od pracujących baterii kondensatorów można traktować analogicznie jak w standardowych rozdzielnicach. Analiza za pomocą algorytmu opisanego w IEEE 1584 pozwala dobrać środki chroniące przed oparzeniami (mogącymi

wystąpić np. w czasie przeglądu termowizyjnego lub pomiarów). Jednak z uwagi na ograniczenia zakresu stosowania powyższego algorytmu, dla kondensatorów odłączonych od sieci, na których mógł pozostać zgromadzony ładunek, należy zastosować inną metodykę oceny, np. opisaną w NFPA 70E.

Dla zwarć łukowych powstałych w urządzeniach prądu stałego (czyli np. w obwodzie DC-Link przekształtników), norma NFPA 70E w Załączniku informacyjnym D.5 (*Direct-Current Incident Energy Calculations*) proponuje wyznaczanie spodziewanej energii zdarzenia za pomocą tzw. metody maksymalnej mocy według równań (1) i (2):

$$I_a = 0,5 \cdot I_k, \quad (1)$$

$$E_{i \max} = \frac{0,01 \cdot U_n \cdot I_a \cdot T_a}{D^2} \quad (2)$$

gdzie:

I_a – spodziewany prąd łuku, w A;

I_k – spodziewany prąd zwarcia stałoprądowego, w A;

$E_{i \max}$ – maksymalna spodziewana energia zdarzenia (*Incident Energy*) przy prądzie stałym, w punkcie maksymalnej mocy, w cal/cm²;

U_n – napięcie nominalne systemu DC, w V;

T_a – czas palenia się łuku (*arcing time*), liczony od jego inicjacji do całkowitego wyłączenia, z uwzględnieniem czasu łukowego zabezpieczenia, w s;

D – odległość pracy (*working distance*), rozumiana jako odległość tułowia i twarzy od źródła łuku, w cm.

Metoda ta opiera się na koncepcji, że maksymalna moc łuku elektrycznego prądu stałego może wystąpić wtedy, gdy napięcie łuku elektrycznego będzie stanowiło połowę napięcia systemu. Metoda ma zastosowanie do układów o napięciu znamionowym do 1 kV i jest dosyć zachowawcza (duży margines bezpieczeństwa) dla otwartego łuku, natomiast w przypadku łuku zamkniętego w obudowie nie uwzględnia kierunkowej kumulacji energii i wówczas zalecane jest rozważenie stosowania dodatkowych środków ochrony indywidualnej (ŚOI) w porównaniu z doбором według metodyki stosowanej dla łuku prądu przemiennego.

5. Skutki gwałtownego rozładowania kondensatora – zagrożenia i środki ochrony

Przygotowując prace przy wyłączonym napięciu należy rozważyć ryzyko związane z ładunkiem pozostałym w pojemnościach. Nawet sama weryfikacja rozładowania kondensatora i potwierdzenia braku napięcia na jego zaciskach jest obciążona ryzykiem inicjacji zwarcia (np. końcówką wskaźnika obecności napięcia). Niektóre typy kondensatorów (np. wysokiej jakości kondensatory foliowe) są w stanie utrzymywać

ładunek przez wiele dni. Przy uszkodzeniu lub braku układu rozładowującego nie można zakładać, że kondensator ulegnie samorozładowaniu, nawet jeśli pozostanie odłączony od źródła zasilania przez dłuższy czas.

Jeśli kondensator jest rozładowywany przez impedancję (ciała ludzkiego, iskry, kolumny łukowej lub innego elementu zwierającego zaciski), bez udziału sieci zasilającej (np. po całkowitym odłączeniu), to rozładowanie następuje wykładniczo. Stała czasowa τ takiego obwodu wynika z zależności:

$$\tau = R \cdot C, \quad (3)$$

gdzie:

- R – rezystancja obwodu rozładowania kondensatora (zwykle jest to rezystor rozładowczy, ale może być to również obwód rażeniowy, uwzględniający rezystancję ciała ludzkiego), w Ω ;
- C – pojemność całkowita obwodu (dla uproszczenia w dalszych rozważaniach będzie to pojemność baterii kondensatorów, przy czym należy zwrócić uwagę na połączenia szeregowo i równoległe pojedynczych kondensatorów), w F.

Zagrożenie porażeniowe

Analityczny opis przebiegu napięcia u w obwodzie RC opisuje zależność:

$$u = U_0 \cdot \exp\left(\frac{-t}{\tau}\right), \quad (4)$$

gdzie:

- U_0 – napięcie początkowe (może to być amplituda napięcia sieci zasilającej), w V;
- t – całkowity czas rozładowania, w s.

Całkowitą energię elektryczną E (w J) zmagazynowaną w kondensatorze można wyznaczyć z zależności:

$$E = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U^2, \quad (5)$$

gdzie U – napięcie na zaciskach kondensatora lub układu (baterii) kondensatorów, w V.

Już po trzech stałych czasowych napięcie zmniejsza się o 95%, a energia o 99,25%. Stąd w analizach związanych z gwałtownym uwolnieniem energii kondensatora zakłada się, że cała zgromadzona w układzie energia może się wydzielić w ciągu zaledwie 3τ .

Czas t (w sekundach) potrzebny do rozładowania kondensatora do określonego poziomu napięcia jest określony zależnością:

$$t = R \cdot C \cdot \ln\left(\frac{U_0}{U_1}\right), \quad (6)$$

gdzie: U_1 – napięcie końcowe rozładowania (zwykle jest to napięcie uznane za bezpieczne w określonych warunkach, tj. 50 V lub 75 V).

W polskiej literaturze problematyka oceny skutków porażenia prądem rozładowania kondensatora podejmowana jest m.in. w [5]. W publikacji tej Autor, wychodząc od:

- wartości skutecznej prądu rażeniowego i_r w czasie trwania rażenia t_r ;
- energii charakterystycznej W_e impulsu, określonej wyrażeniem:

$$W_e = \int_0^{t_r} i_r^2 dt, \quad (7)$$

- ładunku elektrycznego Q :

$$Q = \int_0^{t_r} i_r dt, \quad (8)$$

podaje następującą zależność pozwalającą obliczyć wartość skuteczną prądu rozładowania kondensatora:

$$I = \sqrt{\frac{1}{3\tau} \int_0^{3\tau} i_r^2 dt} \approx \frac{I_p}{\sqrt{6}}, \quad (9)$$

gdzie I_p – wartość szczytowa prądu rozładowania.

Następnie wyznaczone wartości porównuje z warunkami opisanymi IEC 60479-1 [13], wskazując na pewne ograniczenia modelu i konieczność zastosowania założeń, aby określić, czy mogą doprowadzić do migotania komór serca.

Załącznik informacyjny R normy NFPA 70E [17] wymienia następujące skutki przepływu prądu rażeniowego zgromadzonego w pojemności:

- przy napięciach przebijających naskórek (powyżej 400 V) energia rzędu 0,25 J może wywołać odruchowe skurcze mięśni oraz niekontrolowany ruch i spowodować: urazy na skutek upadku, mimowolne narażenie na inne zagrożenia, rozzerwanie mięśni i więzadeł lub zwichnięcie stawów;
- przy energiach rzędu kilkudziesięciu dżuli mogą wystąpić wewnętrzne oparzenia układu nerwowego i innych tkanek;
- przekroczenie progu 100 V i 10 J w pewnych sytuacjach może doprowadzić do fibrylacji.

Stąd w NFPA 70E przyjęto następujące progi zagrożenia porażeniowego (*Electric Shock Hazard Thresholds*), które wymagają zastosowania odpowiednich środków ochrony:

- od 100 V do 400 V – jeśli zgromadzona energia przekracza 1 J;
- powyżej 400 V – jeśli zgromadzona energia przekracza 0,25 J.

Zagrożenie łukiem elektrycznym i falą uderzeniową

W przypadku gwałtownego rozładowania kondensatora przez iskrę lub łuk elektryczny powstaje rozchodząca się w powietrzu fala uderzeniowa, która po przekroczeniu wartości pewnych parametrów może stanowić istotne zagrożenie dla ludzi. Najbardziej wrażliwymi narządami są uszy, płuca i mózg. Przy różnicy ciśnień rzędu 20–35 kPa (3–5 psi) może dojść do pęknięcia błony bębenkowej. Przy 200 kPa (29 psi) może wystąpić uszkodzenie płuc [7].

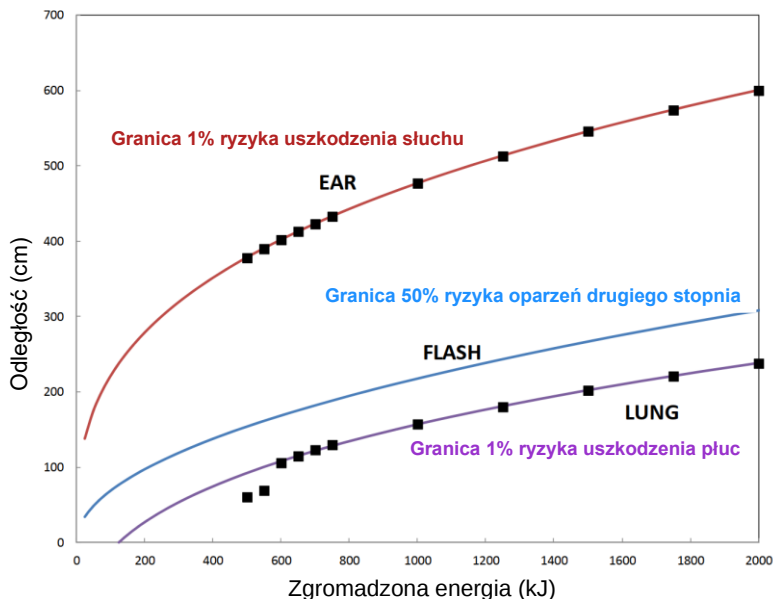
W dokumencie *Safe Distances From a High-Energy Capacitor Bank for Ear and Lung Protection* [4], który stanowi podsumowanie serii symulacji komputerowych – wykonanej w programie ConWep (umożliwiającym modelowanie numeryczne skutków wybuchów) i weryfikowanej pomiarami z użyciem generatora Marksa – stwierdzono, że:

- współczesne kondensatory i baterie kondensatorów są wyposażone w różne systemy automatycznego rozładowania (np. *SGTO*, *PFN*, *GT*, *TWT*¹), mogą jednak nie spełnić swojego zadania ze względu na różnego rodzaju usterki;
- ze względu na brak innych dotychczasowych opracowań, uzasadnione jest przyjęcie dosyć ostrożnego założenia, że na potrzeby szacowania fali uderzeniowej (*Airblast*) energię zgromadzoną w kondensatorze można wprost przeliczać na równoważną energię pochodzącą z detonacji materiału wybuchowego (TNT – trinitrotoluen), chociaż z eksperymentów na generatorze Marksa wynika, że w falę dźwiękową zamienia się od ok. 16% do ok. 40% zgromadzonej energii elektrycznej;
- z porównania granic ryzyka obrażeń ciała człowieka od fali uderzeniowej (pochodzącej z równoważnika trotylowego), z obliczeniową strefą oddziaływania łuku elektrycznego (granica oparzeń) oraz warunkami ochrony przeciwporażeniowej (rys. 1), wynika potrzeba zwiększenia stref bezpieczeństwa przy pracy z kondensatorami.

Główne wnioski tego opracowania, wraz z rys. 1, zostały w 2021 roku włączone do Załącznika R normy NFPA 70E w postaci listy następujących skutków gwałtownego rozładowania kondensatorów przez iskrę, łuk elektryczny lub metalowe elementy (np. biżuterię lub narzędzia):

- energia rzędu 100 J stanowi zagrożenie dla słuchu wskutek powstającej fali uderzeniowej, a ponadto może rozgrzać metal do poziomu powodującego oparzenia;
- energia rzędu 1 kJ może powodować gwałtowne rozgrzewanie metalu, tworzyć łuk elektryczny lub oddziaływanie magnetyczne powodujące mechaniczne odkształcenia;

¹ *SGTO* – Silicon Carbide Gate Turn-Off Thyristor, *PFN* – Pulse Forming Network, *GT* – Gas Tube, *TWT* – Traveling Wave Tube



Rys. 1. Porównanie granic oddziaływania fali uderzeniowej z granicą oddziaływania łuku elektrycznego [4]

- energia powyżej 10 kJ powoduje gwałtowne topienie, gwałtowne ruchy mechaniczne lub magnetyczne oraz poważne zagrożenie falą uderzeniową;
- powyżej ok. 120 kJ wysokoenergetyczny łuk elektryczny może powodować oparzenia radiacyjne na odległości rzędu 45 cm (standardowa odległość pracy) i wymagane są środki ochrony przed termicznym oddziaływaniem łuku;
- powyżej 122 kJ występuje zagrożenie uszkodzeniem płuc (barotrauma), dla którego aktualnie nie istnieją żadne środki ochrony indywidualnej.

W związku z powyższym, na potrzeby określenia granicy oddziaływania łuku elektrycznego (*Arc Flash Boundary*) norma NFPA 70E zaleca obliczać maksymalną teoretyczną energię łuku elektrycznego z dużym marginesem bezpieczeństwa, tj. przy założeniu, że cała zgromadzona energia jest na otwartej przestrzeni rozpraszana sferycznie w postaci promieniowania cieplnego.

Identyfikacja i ocena poziomu zagrożenia

Ocena zagrożeń dla baterii kondensatorów odłączonych od sieci, ale mogących uwolnić gwałtownie zgromadzony ładunek elektryczny, bazuje na poniższych parametrach:

- napięcie szczytowe na kondensatorze – w najprostszych układach będzie to amplituda napięcia sieciowego po stronie zasilania (o ile w układzie nie ma powie-

łącza napięcia, przetwornicy typu Boost² itp., co zwykle wymaga weryfikacji w karcie produktu);

- sumaryczna pojemność układu;
- geometria układu związana z dostępnością części czynnych, zakładaną odległością roboczą i przewidywanymi zadaniami w strefie zagrożenia.

Załącznik R normy NFPA 70E [17] podaje następujące równania i zalecenia do określenia stref ochrony przed łukiem i falą uderzeniową przy gwałtownym rozładowaniu kondensatora:

- energia cieplna łuku elektrycznego

$$E_{i\,oa\,J} = \frac{E}{A} = \frac{\frac{1}{2} \cdot C_{BK} \cdot U_{BK}^2}{4 \cdot \pi \cdot r^2} = \frac{C_{BK} \cdot U_{BK}^2}{8 \cdot \pi \cdot r^2}, \quad (10)$$

lub

$$E_{i\,oa\,cal} = \frac{E}{52,6 \cdot r^2} = \frac{C_{BK} \cdot U_{BK}^2}{105,1 \cdot r^2}, \quad (11)$$

gdzie:

$E_{i\,oa}$ – energia zdarzenia dla łuku otwartego (*Incident Energy/Open Air*), może być podawana w dwóch jednostkach (po przeliczeniu dżuli na kalorie), w J/cm² lub cal/cm²;

A – powierzchnia strefy objętej skutkami zdarzenia, w cm²;

C_{BK} – pojemność baterii kondensatorów, w F,

U_{BK} – napięcie baterii kondensatorów, w V,

r – promień lub wyznaczana odległość pracy, w cm,

- granica oddziaływania otwartego łuku (AFB_{oa} – *Arc Flash Boundary/Open Air*, w cm), czyli odległość, w której energia cieplna spada do wartości 1,2 cal/cm²:

$$AFB_{oa} = 0,126 \cdot \sqrt{E}, \quad (12)$$

- energia zdarzenia i granica oddziaływania dla łuku w zamkniętej obudowie (*box*):

$$E_{i\,box} = 3 \cdot E_{i\,oa}, \quad (13)$$

$$AFB_{box} = \sqrt{3} \cdot AFB_{oa}, \quad (14)$$

² Boost – przekształtnik DC/DC podwyższający napięcie, inaczej *step-up converter*.

- promień strefy ochrony słuchu (1% ryzyka uszkodzenia błony bębenkowej) na podstawie (podanej w dżulach) energii E zgromadzonej w pojemności – patrz wzór 5, w cm:

$$R_{ear} = 49,29 \cdot \sqrt[3]{\frac{E}{1000}} - 5,09, \quad (15)$$

- promień strefy ochrony płuc (1% ryzyka zapadnięcia się płuc) na podstawie E jw., w cm:

$$R_{lung} = 31,32 \cdot \sqrt[3]{\frac{E}{1000}} - 155,45, \quad (16)$$

- powyżej 448 kJ granica ochrony płuc R_{lung} jest większa niż granica oddziaływania łuku elektrycznego na otwartej przestrzeni AFB_{oa} obliczona wg (12), dlatego jako minimalną odległość zbliżenia lepiej jest zawsze stosować granicę łuku zamkniętego AFB_{box} – liczoną wg 14.

Stosowane środki ochrony

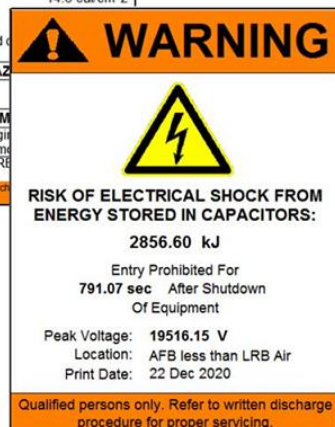
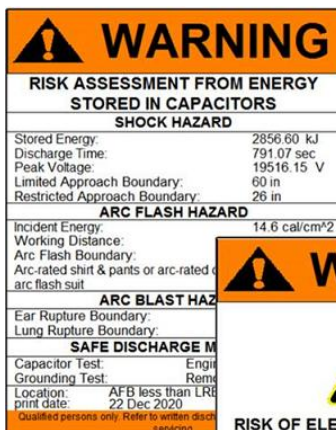
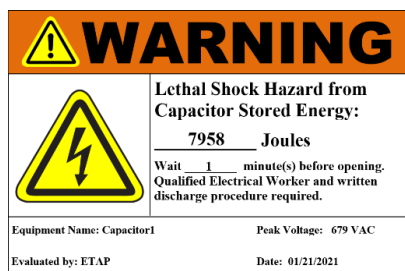
Podstawowym środkiem ochrony przed omówionymi wyżej zjawiskami jest, według zaleceń normy NFPA 70E, eliminacja zagrożenia lub/i narażenia, tj. zakaz podejmowania czynności, które mogą powodować zwarcia i gwałtowne rozładowanie kondensatorów.

W związku z wymaganymi w normach różnymi czasami samorozładowania układu, rekomenduje się stosować najdłuższy z nich. Stąd na wielu urządzeniach stosuje się etykiety ostrzegające przed otwarciem pokryw i zalecające odczekanie co najmniej przez 10 minut od wyłączenia urządzenia. W dużych przekształtnikach stosuje się dodatkowo elektromechaniczne blokady czasowe, które umożliwiają dostęp do wnętrza urządzenia dopiero po upływie 10 minut od całkowitego zaniku zasilania po obu stronach przekształtnika.

W odniesieniu do wyznaczonych poziomów zagrożenia wskazane jest, aby:

- systemy o zgromadzonej energii przekraczającej 10 kJ rozładowywać zdalnie, za pomocą odpowiedniej automatyki;
- całkowicie wykluczyć ręczne pomiary i uziemianie przy energiach powyżej 100 kJ, ze względu na wysokie ryzyko uszkodzenia płuc powyżej granicy 122 kJ;
- zawsze stosować granicę AFB_{box} jako minimalną odległość zbliżenia do zacisków kondensatorów (dla $E > 448$ kJ $AFB_{box} > AFB_{oa}$ – patrz rozważania powyżej).

W 2021 roku, jako uzupełniający środek ochrony, norma NFPA 70E wprowadziła obowiązek oznakowania baterii kondensatorów o energii przekraczającej 100 J etykietami ostrzegawczymi, których przykłady przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Przykłady etykiety ostrzegawczych dla baterii kondensatorów, wygenerowanych w programie ETAP [23] oraz SKM Power*Tools [24]

6. Przykład obliczeniowy oceny poziomu zagrożenia spowodowanego gwałtownym rozładowaniem kondensatora

Zgodnie z algorytmem oceny poziomu zagrożenia i równaniami przedstawionymi w poprzednim rozdziale wykonano przykładowe obliczenia stref ochrony przed łukiem i falą uderzeniową przy gwałtownym rozładowaniu kondensatorów w układach rzeczywistych, przedstawionych w tabeli 1 poniżej. Otrzymane wyniki zestawiono w tabeli 2.

Tabela 1. Analizowane przypadki układów rzeczywistych

Lp.	Przypadek	Parametry
1		Pojedynczy kondensator członu DC-Link przekształtnika 420 µF, 1 100 V _{dc}

Tabela 1 cd.

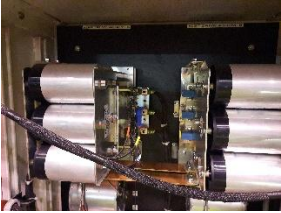
2		Bateria 12 kondensatorów jak w przypadku 1, pracujących na wspólne szyny układu DC-Link
3		Pojedynczy kondensator członu DC-Link 3900 μF , 500 Vdc
4		Bateria 36 kondensatorów jak w przypadku 3, pracujących na wspólne szyny układu DC-Link
5		Pojedynczy kondensator kompensatora mocy biernej SN 157,84 μF , 3175 V
6		Bateria 48 kondensatorów jak w przypadku 5, pracujących w układzie szeregowo-równoległym $(4 \times 4) \times 3$ fazy, analiza dla jednej fazy 157,84 μF , 12700 V
7		Pojedynczy kondensator SN 106,10 μF , 5400 V

Tabela 1 cd.

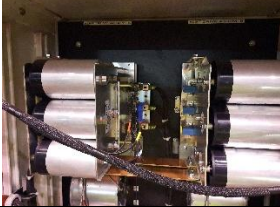
8		Jednofazowa bateria kondensatorów jak w p. 7, w układzie 2×9 477,75 μF , 10800 V
9		Pojedynczy kondensator członu DC-Link przekształtnika 2900 μF , 700 V _{dc}
10		Bateria 12 kondensatorów jak w p. 9, pracujących na wspólne szyny układu DC-Link 34 800 μF , 700 V _{dc}

Tabela 2. Zestawienie wyników oceny zagrożenia gwałtownym rozładowaniem kondensatorów dla wszystkich analizowanych przykładów

Lp.	DC AC	C	$\underline{U}_{\text{rms}}$	U_m	E	$E_{i\text{ } oa}$	r	AFB_{oa}	$E_{i\text{ } box}$	AFB_{box}	R_{ear}	R_{lung}
		μF	V	V	J	cal/cm ²	cm	cm	cal/cm ²	cm	cm	cm
1	DC	420	1100	1100	254	0,00	45,5	2,01	0,01	3,48	26,13	-135,61
2	DC	5 040	1100	1100	3049	0,01	91,4	6,96	0,02	12,05	66,38	-110,03
3	DC	3 900	500	500	488	0,00	45,5	2,78	0,01	4,82	33,70	-130,80
4	DC	140 400	500	500	17550	0,16	45,5	16,69	0,48	28,91	123,00	-74,06
5	AC	158	3175	4490	1591	0,00	91,4	5,03	0,01	8,71	52,45	-118,89
6	AC	158	12700	17961	25458	0,06	91,4	20,10	0,17	34,82	139,91	-63,31
7	AC	106	5400	7637	3094	0,01	91,4	7,01	0,02	12,14	66,73	-109,81
8	AC	477	10800	15274	55690	0,13	91,4	29,73	0,38	51,50	183,14	-35,85
9	DC	2 900	700	700	711	0,01	45,5	3,36	0,02	5,82	38,89	-127,50
10	DC	34 800	700	700	8526	0,08	45,5	11,63	0,23	20,15	95,60	-91,47

Na podstawie wykonanej analizy można stwierdzić, że:

- we wszystkich przypadkach wartość R_{lung} jest ujemna, co oznacza, że w żadnym z nich nie zostały osiągnięte takie wartości parametrów fali uderzeniowej, które przekroczyłyby próg 1% ryzyka uszkodzenia płuc;
- zgodnie z oczekiwaniami, wartości przeliczone na energię zdarzenia oraz granicę oddziaływania łuku zamkniętego (*box*) dają o wiele ostrzejsze warunki ochrony w porównaniu do modelu łuku otwartego (*open air*);

- nawet dla największych baterii kondensatorów granica oddziaływania łuku elektrycznego AFB_{box} , która jednocześnie powinna stanowić granicę zbliżenia do zacisków kondensatora, tylko nieznacznie przekracza pół metra, co oznacza, że wszystkie czynności eksploatacyjne da się wykonać z odległości wyciągniętej ręki dla układów niskonapięciowych oraz z drążka izolacyjnego dla baterii średniego napięcia;
- dla największych baterii kondensatorów granica wymaganej ochrony słuchu wynosi prawie 2 metry (por. poz. 8 w tabeli 2, $R_{ear} = 183$ cm) od zacisków i nieosłoniętych torów prądowych przyłączonych do kondensatora;
- przypadek nr 8 wymagałby zastosowania środków ochrony indywidualnej przed oparzeniami od łuku elektrycznego w przypadku potrzeby zbliżenia się do zadanej odległości $r = 45,5$ cm (obliczona wartość $AFB_{box} = 51,5$ cm), natomiast ponieważ jest to urządzenie średniego napięcia, to może być obsługiwane wyłącznie za pomocą drążka izolacyjnego, utrzymującego minimalną odległość powyżej 90 cm, co zapewnia przebywanie poza niebezpieczną strefą oddziaływania łuku;
- żaden z przykładowych układów nie przekroczył energii 100 kJ, która wymusza zdalne wykonywanie wszystkich czynności związanych z rozładowaniem i jego weryfikacją;
- wszystkie przypadki przekroczyły próg wymaganej ochrony przeciwporażeniowej (0,25 J) i wszystkie stanowią ryzyko poważnych obrażeń w sytuacji przypadkowego dotknięcia i rozładowania kondensatora przez ludzkie ciało.

7. Podsumowanie

Zagadnienie ochrony ludzi przed skutkami gwałtownego rozładowania dużych kondensatorów jest stosunkowo nowe, natomiast wydaje się łatwe do wdrożenia (proste równania, niewiele zmiennych, niewielkie etykiety ostrzegawcze) i bardzo skuteczne ze względu na prostotę zasad postępowania (odpowiednie środki w strefie wymaganej ochrony słuchu oraz zakaz przekraczania stref niebezpiecznych dla skóry i płuc).

Można stwierdzić, że nawet zastosowanie prostego arkusza kalkulacyjnego, czy wręcz podręcznego kalkulatora, pozwala dokonać szybkiej oceny zagrożeń od odłączanych od sieci kondensatorów elektroenergetycznych. Daje to podstawę do poprawy bezpieczeństwa środowiska pracy przez odpowiednie zminimalizowanie ekspozycji na rozważane zagrożenia elektryczne, które są jednymi z częściej ignorowanych i bagatelizowanych, zwłaszcza w przypadku urządzeń niskiego napięcia.

Ryzyko utraty lub uszkodzenia słuchu przy pracy z kondensatorami jest możliwe do wyeliminowania za pomocą prostych środków ochrony indywidualnej, natomiast właściwa ocena zagrożeń i wdrożenie adekwatnych procedur pracy pozwala wyeliminować ryzyko oparzeń elektrycznych, czy potencjalnie śmiertelnego uszkodzenia płuc.

Należy zauważyć, że mimo iż norma NFPA 70E koncentruje się na pojemnościach skupionych, czyli stacjonarnych bateriach kondensatorów o określonych parametrach, to sam problem skutków gwałtownego rozładowania dużych pojemności przez zwarcie metaliczne, iskrę lub wyładowanie łukowe dotyczy wielu różnych urządzeń elektrycznych. W opinii autorów zaproponowane podejście do oceny zagrożeń i doboru środków ochrony indywidualnej można np. rozszerzyć do problemu procesów łączeniowych, uziemiania lub cięcia kabli elektroenergetycznych, głównie średniego napięcia.

Literatura

- [1] Gierlotka S., *Elektropatologia porażen prądem elektrycznym oraz bezpieczeństwo przy urządzeniach elektrycznych*, Grupa MEDIUM, Warszawa 2015.
- [2] Glensk J., Maźniewski K., Siwy E., Sosiński, Kaźmierczak M., *Zagrożenie łukiem elektrycznym i możliwości jego ograniczenia*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2016, 9, Sigma-Not, Warszawa 2016.
- [3] Hanzelka Z., Piątek K., Chmielowiec K., *Warunki pracy baterii kondensatorów a zagrożenie pożarowe*, Elektro.info., 2011, 12, 2011-12-20.
- [4] Hummer C. i in., *Safe Distances From a High-Energy Capacitor Bank for Ear and Lung Protection*, ARL-TN-608, U.S. Army Research Laboratory, 2014.
- [5] Markiewicz H., *Bezpieczeństwo w elektroenergetyce*, WNT, Warszawa 2017.
- [6] Nielsen K. i in., *Neurological symptoms and disorders following electrical injury: A register-based matched cohort study*, 2022, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0264857>
- [7] Scott M., *Working safely with hazardous capacitors*, IEEE, Paper No. ESW2018-20.
- [8] Yiannopoulou K. i in., *Neurological and neuroouological complications of electrical injuries*, Neurologia i Neurochirurgia Polska, Gdańsk 2021, Vol. 55, No. 1, 12–23.
- [9] Żebrowski M., *Zagrożenia pożarowe stwarzane przez układy kompensacji mocy biernej*, Elektro.info., 2022, 12, 2023-01-02.
- [10] Decyzja Wykonawcza Komisji Unii Europejskiej 2023/941 z dnia 2 maja 2023 r. w sprawie norm zharmonizowanych dotyczących środków ochrony indywidualnej, opracowanych na potrzeby rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2016/425.
- [11] Dz.U. 1974 Nr 24, poz. 141, z późn. zm.: Ustawa z dnia 26 czerwca 1974 r. *Kodeks pracy*.
- [12] EN 61482-2:2020. *Prace pod napięciem – Odzież ochronna przed zagrożeniami termicznymi spowodowanymi łukiem elektrycznym*.
- [13] IEC 60479-1. *Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018.
- [14] IEEE Standard 18. *Standard for Shunt Power Capacitors*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012.
- [15] IEEE Standard 1584. *Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018.
- [16] IEEE Standard 80. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013.
- [17] NFPA 70E. *Standard for Electrical Safety in the Workplace*, National Fire Protection Association, 2024.
- [18] OSHA 29_CFR_1910. *The Code of Federal Regulations, Part 1910, Occupational Safety and Health Standards*, Key OSHA Electrical Safety Standards, U.S. Department of Labor.
- [19] PN-EN 60831-1:2014-10. *Kondensatory samoregenerujące do równoległej kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu znamionowym do 1000 V włącznie*

- Część 1: *Wymagania ogólne – Wykonanie, badania i ocena – Wymagania dotyczące bezpieczeństwa – Wytyczne instalowania i użytkowania.*
- [20] PN-EN 60871-1:2014-12. *Kondensatory do równoległej kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu znamionowym powyżej 1000 V – Część 1: Postanowienia ogólne.*
- [21] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej 2016/425 z dnia 9 marca 2016 r. w sprawie środków ochrony indywidualnej.
- [22] www.etap.com/arc-flash/capacitor-hazards-evaluation
- [23] www.skm.com

Andrzej Ł. CHOJNACKI

Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Katedra Energetyki, Energoelektroniki
i Maszyn Elektrycznych

ANALIZA WŁAŚCIWOŚCI ORAZ WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCIOWYCH LINII NAPIĘTRZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

W referacie przedstawiono wyniki badań niezawodnościowych linii napowietrznych nn eksploatowanych w krajowych spółkach dystrybucyjnych. Niezależne analizy przeprowadzono dla linii napowietrznych, jako zintegrowanych obiektów oraz dla ich części składowych, jak przewody, izolatory oraz słupy. Zaprezentowano statystyki awaryjności z 10 lat pracy sieci. Przedstawiono przyczyny awarii oraz sezonową zmienność częstości uszkodzeń. Dokonano analizy czasu trwania odnowy, czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców oraz ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii. Przedstawiono także modele empiryczne oraz wyniki próby identyfikacji modelu teoretycznego gęstości prawdopodobieństwa rozważanych parametrów. Obliczono niezawodnościowe wskaźniki eksploatacyjne linii napowietrznych nn.

1. Wprowadzenie

Na sieci niskiego napięcia składają się przede wszystkim linie napowietrzne i kablowe nn, przyłącza kablowe oraz napowietrzne, a także wszelkiego rodzaju złącza. Linie napowietrzne, a co za tym idzie także przyłącza napowietrzne stosowane są przede wszystkim w sieciach terenowych, natomiast sieci kablowe w sieciach miejskich. Sieci napowietrzne nn budowane są jako promieniowe, natomiast kablowe jako pętlowe z rozcięciami realizowanymi w złączach kablowych.

W krajowych spółkach dystrybucyjnych do budowy linii napowietrznych nn powszechnie wykorzystywane są przewody aluminiowe oraz bardzo rzadko miedziane. W wyjątkowych przypadkach stosuje się także przewody stalowo-aluminiowe. Aktualnie w sieciach dystrybucyjnych nn stosowane są przewody o przekrojach: 16, 25, 35, 50 oraz 70 mm². W sporadycznych przypadkach także 95 i 120 mm².

W liniach niskiego napięcia coraz powszechniej stosowane są przewody izolowane. Mają one charakter przewodów pełnoizolowanych, tak więc mogą być skręcane w wiązkę. Produkowane są także przewody izolowane wielożyłowe (rys. 1).

Przewody izolowane są znacznie droższe od przewodów gołych, jednak do ich montażu nie jest wymagany zakup takich elementów, jak izolatory i poprzeczniki. Łączny

koszt budowy jest więc w tym przypadku tylko nieznacznie wyższy niż koszt budowy linii z przewodami gołymi, przy znacznie mniejszej liczbie zakłóceń (zwłaszcza przemijających) podczas pracy. W wielu przypadkach jako izolowane, budowane są przyłącza, nawet gdy pień linii (linia magistralna) wykonany jest w oparciu o przewody gołe. Podstawowym materiałem elektroizolacyjnym stałym i osłonowym dla przewodów w liniach izolowanych nn jest obecnie polietylen usieciowany (XLPE). Głównym typem przewodów izolowanych wykorzystywanym do budowy linii nn jest przewód aluminiowy AsXS(n). Przewód ten produkowany jest o przekrojach 16, 25, 35, 50, 70, 95 i 120 mm².



Rys. 1. Konstrukcja przewodów niskiego napięcia izolowanych, aluminiowych, czterożyłowych, typu AsXS(n)

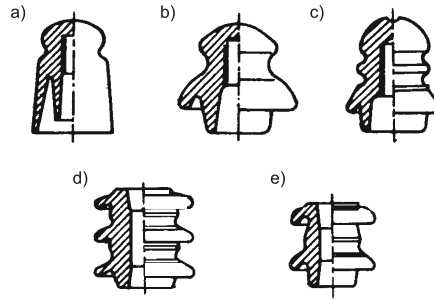
Głównym zadaniem izolatorów nn jest odseparowanie (izolowanie) przewodów linii będących pod napięciem od konstrukcji wsporczych oraz wzajemnie od siebie. Muszą one także wytrzymywać siłę naciągu przewodu oraz siłę ciężaru wraz z obciążeniem sadią lub wiatrem [5], [6].

W liniach nn stosowane są przede wszystkim izolatory stojące jedno- lub dwurówkowe (rys. 2a–c). W przypadku słupów krańcowych oraz narożnych, gdzie siły naciągu mają znaczne wartości stosuje się także izolatory szpulowe (rys. 2d, e). W liniach nn praktycznie nie stosuje się izolatorów wiszących. Materiałem wykorzystywanym do budowy izolatorów nn jest przede wszystkim porcelana. W mniejszych ilościach wykorzystywane są także izolatory szklane. Do najczęściej stosowanych należą starego typu izolatory N60, N80, N80/2, K80, S80 oraz S80/2.

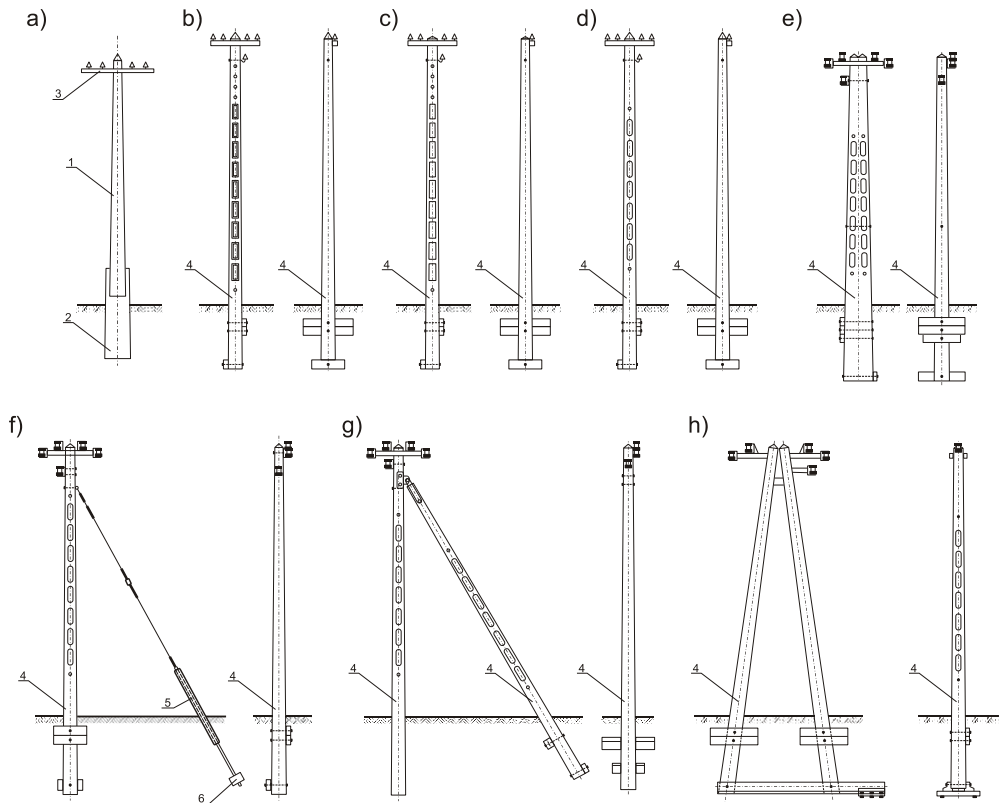
W przypadku linii izolowanych niskiego napięcia stosowanie izolatorów nie jest konieczne. Przewody montowane są bezpośrednio na różnego rodzaju hakach, uchwytach oraz innych konstrukcjach.

Konstrukcje wsporcze linii niskiego napięcia stanowią słupy elektroenergetyczne. Rzadziej spotykane są linie nn prowadzone na ścianach budynków. Izolatory montowane są wówczas na tzw. klamrach.

Jako konstrukcje wsporcze linii niskiego napięcia wykorzystywane są słupy: drewniane, żelbetowe oraz stalowe.



Rys. 2. Izolatory liniowe niskiego napięcia: a) izolator liniowy stojący RMk130, b) izolator liniowy stojący jednorowkowy typu N (N60, N80, N95 – izolatory porcelanowe, NS80, NS95 – izolatory szklane), c) izolator liniowy stojący dwurówkowy typu N, d) izolator szpulowy dwurówkowy typu S, e) izolator szpulowy jednorówkowy typu S, SK lub K



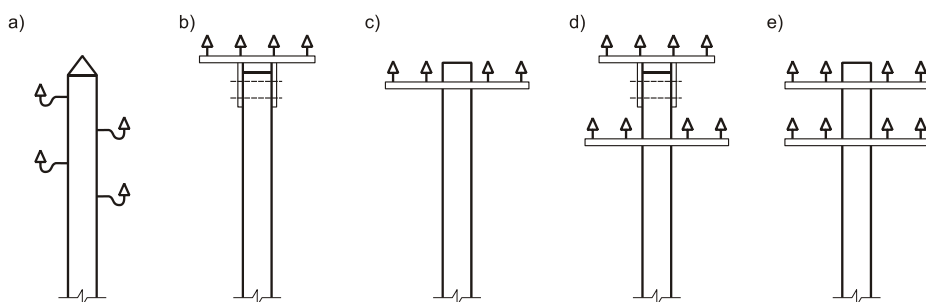
Rys. 3. Konstrukcje słupów stosowanych w liniach niskiego napięcia:

a) słup drewniany, b) słup żelbetowy typu ALA, c) słup żelbetowy typu DANA, d) słup żelbetowy typu ŻN pojedynczy, e) słup żelbetowy zbliźniaczony, f) słup żelbetowy z odciążką, g) słup żelbetowy z podporą, h) słup żelbetowy rozkraczny (1 – słup drewniany, 2 – szczudła żelbetowe, 3 – poprzecznik, 4 – słup żelbetowy, 5 – pacholek, 6 – kotew)

Przez wiele lat jako podstawowa konstrukcja wsporcza wykorzystywane były słupy drewniane. Są one nadal eksploatowane, lecz w nowych inwestycjach praktycznie nie są uwzględniane. Podobna sytuacja dotyczy starych słupów żelbetowych typu ALA oraz DANA. Obecnie jako podstawowy rodzaj słupów wykorzystywane są konstrukcje żelbetowe (ŻN, ŻW, E, EPV). Konstrukcje stalowe (słupy o przekroju kołowym lub wieloboku), choć w ostatnich latach jest ich coraz więcej, nadal stanowią margines wśród konstrukcji wsporczych. Są one wykorzystywane głównie w instalacjach oświetleniowych. Przykładowe konstrukcje słupów stosowanych w liniach niskiego napięcia przedstawiono na rys. 3.

Do podstawowych elementów osprzętu linii napowietrznych nn zalicza się haki, uchwyty, poprzeczniki, złączki i zaciski oraz wiązałki.

W przypadku słupów drewnianych izolatory montowane są na hakach wkręcanych bezpośrednio w słup. Inne rodzaje słupów wyposażane są w poprzeczniki, na których znajdują się otwory lub bolce montażowe do izolatorów. W zależności od konstrukcji słupa oraz rodzaju zastosowanych izolatorów poprzeczniki mogą mieć różne kształty oraz rozmiary. Przykładowe rozmieszczenie izolatorów (przewodów) na słupach linii niskiego napięcia przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Przykładowe rozmieszczenie izolatorów na słupach linii niskiego napięcia:
a) słup drewniany, b), c) słup żelbetowy, linia jednotorowa, d), e) słup żelbetowy, linia dwutorowa

Sposób zawieszenia przewodu na konstrukcji wsporczej zależy od ciężaru przewodu oraz od sił naciągu jakie oddziałują na izolator.

W niniejszym referacie autor zaprezentował wyniki analizy parametrów oraz właściwości niezawodnościowych dystrybucyjnych linii napowietrznych nn. Przeprowadzone badania obejmowały takie zagadnienia, jak sezonowość i przyczyny awarii oraz wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii. Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii, czasu trwania przerw w zasilaniu oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Wszystkie analizy przeprowadzone zostały na poziomie istotności $\alpha = 0,05$.

2. Analiza sezonowości oraz przyczyn awarii

Obserwacja zawodności linii dystrybucyjnych nn obejmuje okres 10 lat, na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Na początku obserwacji, istniało w tej spółce łącznie 1594,00 km linii napowietrznych nn, w tym 99,10 km linii izolowanych. Na koniec obserwacji, liczby te kształtowały się następująco: 1760,00 km linii napowietrznych nn, w tym 377,00 km linii izolowanych.

W czasie 10 lat obserwacji wystąpiło łącznie 10458 awarii w liniach nn, w tym 2424 uszkodzenia przewodów gołych, 84 uszkodzenia przewodów izolowanych, 182 uszkodzenia izolatorów, 285 uszkodzeń konstrukcji wsporczych (słupów), 3725 uszkodzeń mostków, 954 uszkodzenia wiązań, 2321 uszkodzeń złączek oraz 483 uszkodzenia ograniczników przepięć (odgromników).

W tabeli 1 przedstawiona została częstość uszkodzeń poszczególnych elementów oraz urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn w kolejnych miesiącach roku. Dane te w postaci histogramów oraz funkcje aproksymacyjne przedstawione zostały na rysunku 5.

Tabela 1. Częstość awarii poszczególnych elementów oraz urządzeń linii napowietrznych nn w poszczególnych miesiącach roku [%]

Element linii napowietrznej nn	Miesiąc											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Przewody gołe	10,15	7,34	6,23	5,78	8,17	8,70	11,67	12,79	7,18	7,80	5,73	8,46
Przewody izolowane	7,14	5,95	4,76	3,57	5,95	5,95	13,10	15,48	13,10	9,52	5,95	9,52
Izolatory liniowe nn	9,34	7,69	6,04	5,49	8,79	9,89	11,54	12,09	8,79	6,59	6,04	7,69
Słupy	7,37	6,32	7,02	8,07	7,72	10,88	10,53	11,58	7,37	7,37	7,72	8,07
Mostki	8,16	8,03	7,41	7,41	8,64	9,34	9,93	10,58	7,97	7,92	7,17	7,44
Wiązaki	6,92	7,02	7,55	9,22	10,27	9,85	10,48	10,59	8,07	7,34	5,66	7,02
Złączki	9,00	8,10	7,11	7,37	8,92	9,56	9,82	9,44	7,97	6,81	7,76	8,14
Odgromniki nn	9,73	6,00	4,76	6,21	8,90	10,56	11,18	11,39	9,11	7,04	6,21	8,90

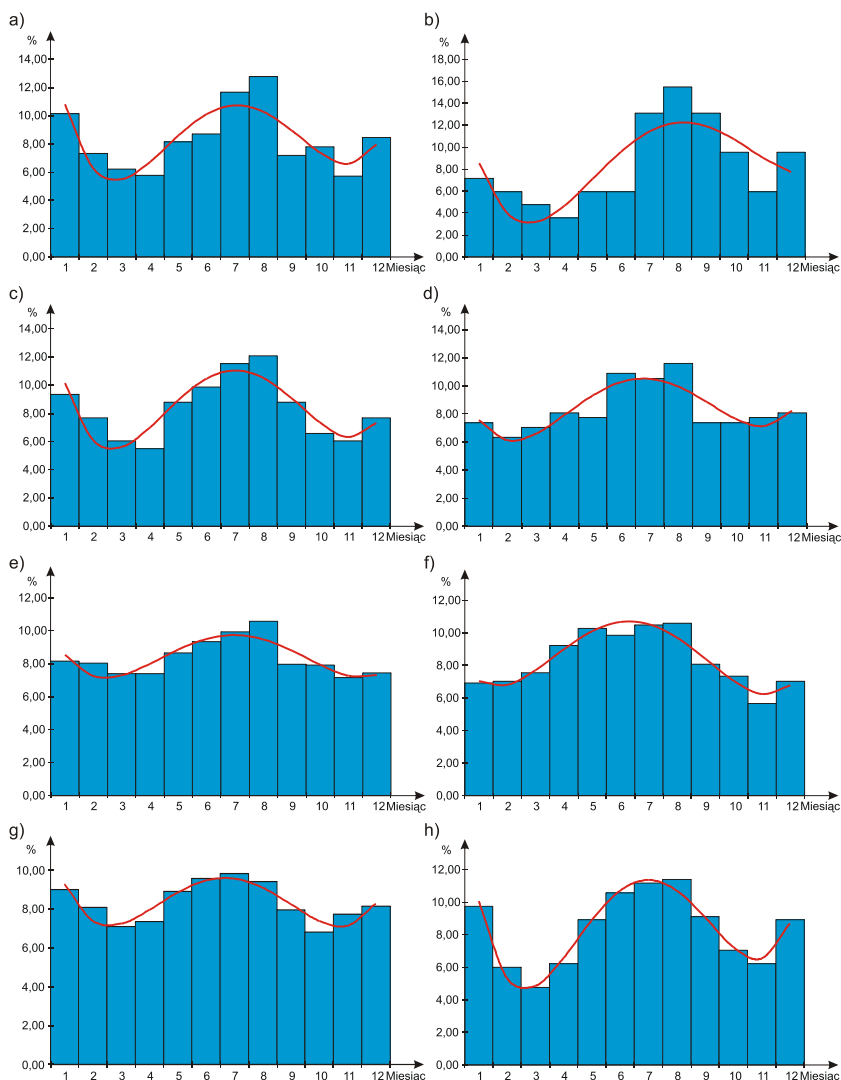
Ze względu na przejrzystość oraz prostotę zapisu, jako funkcję aproksymacyjną sezonowej zmienności częstości awarii przyjęto wielomian. Ponieważ współczynniki funkcji aproksymacyjnej uzyskane dla rzędu wyższego niż czwarty są bliskie zeru, podjęta została decyzja o aproksymowaniu funkcji sezonowej zmienności częstości awarii dystrybucyjnych linii napowietrznych nn wielomianem czwartego rzędu. Wielomian taki ma postać:

$$f(i) = a \cdot i^4 + b \cdot i^3 + c \cdot i^2 + d \cdot i + e, \quad (1)$$

gdzie i – kolejny numer miesiąca; a , b , c , d , e – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

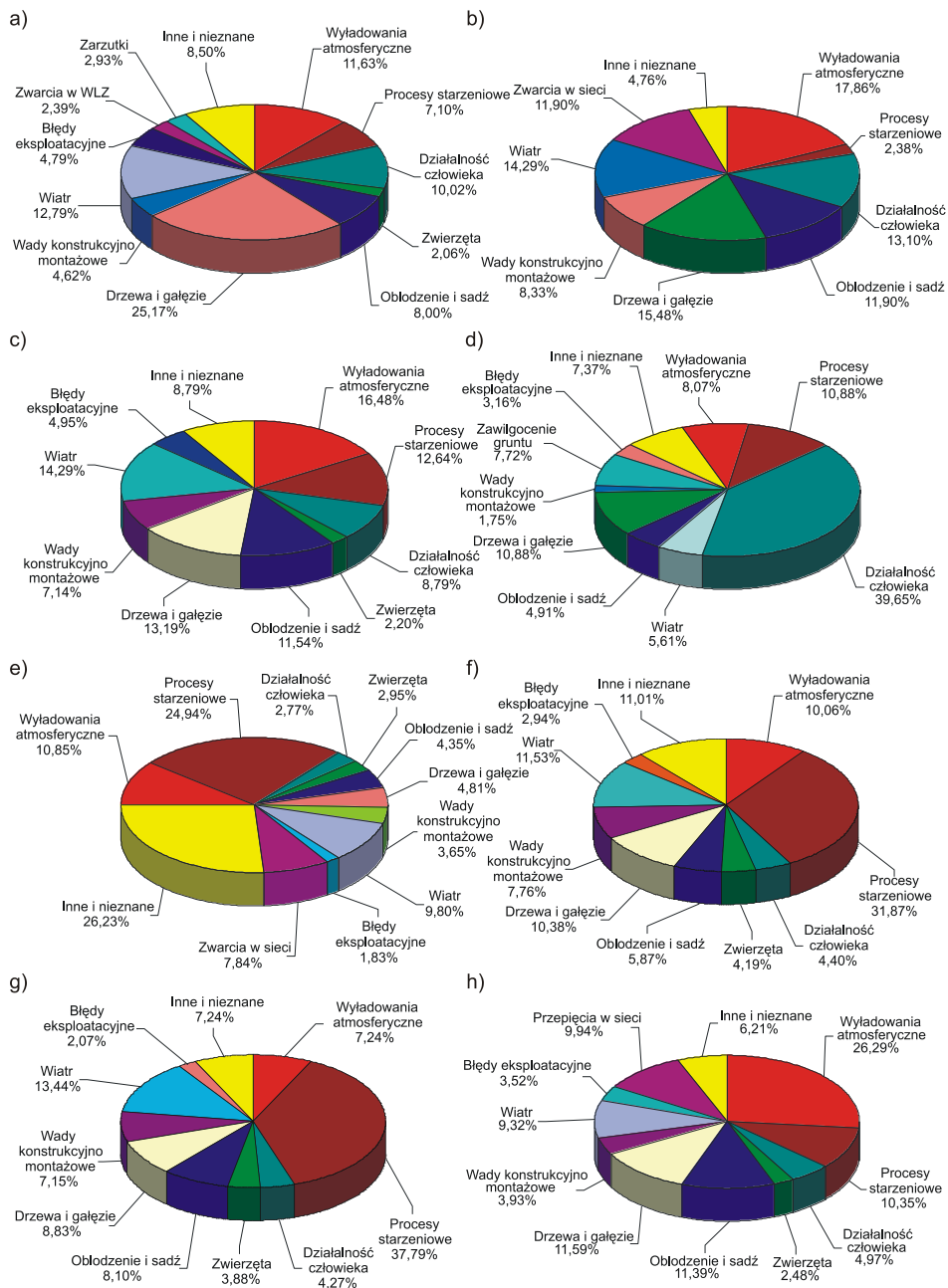
Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii elementów i urządzeń, przedstawionych na rys. 5, zawarto w tabeli 2. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Na rysunku 6 przedstawiono procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii w całkowitej liczbie awarii danej grupy urządzeń.



Rys. 5. Wartości empiryczne i funkcje aproksymacyjne sezonowej zmienności częstości uszkodzeń elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn:

a) przewodów gołych, b) przewodów izolowanych, c) izolatorów liniowych nn, d) słupów, e) mostków, f) wiązań, g) złączek, h) odgromników nn



Rys. 6. Procentowy udział przyczyn awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn: a) przewodów gołych, b) przewodów izolowanych, c) izolatorów liniowych nn, d) słupów, e) mostków, f) wiązań, g) złączek, h) odgromników nn

Tabela 2. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
Przewody gołe	0,0165	-0,4572	4,2089	-14,2005	21,2423	0,83
Przewody izolowane	0,0121	-0,3769	3,8479	-13,6397	18,6809	0,82
Izolatory liniowe nn	0,0160	-0,4439	4,0480	-13,3281	19,8676	0,90
Słupy	0,0104	-0,2762	2,3449	-6,6941	12,1735	0,85
Mostki	0,0062	-0,1713	1,5357	-4,7846	11,9565	0,87
Wiązałki	0,0081	-0,2056	1,5972	-3,6987	9,3278	0,96
Złączki	0,0088	-0,2356	2,0639	-6,5634	14,0129	0,91
Odgromniki nn	0,0200	-0,5454	4,9053	-15,9277	21,5959	0,99

Uszkodzenia przewodów linii niskiego napięcia, zarówno gołych, jak i izolowanych, polegają najczęściej na ich zerwaniu. Może się to odbywać na drodze mechanicznej (opadające drzewa i gałęzie, nadmierne obciążenie sadią, działalność człowieka) ale także termicznej (przepalenie przewodu w wyniku wyładowania atmosferycznego lub zwarcia). Liczne uszkodzenia są skutkiem niewłaściwego montażu przewodów i polegają na przemieszczaniu się przewodu względem izolatora i wiązałki oraz na jego przecieraniu. Zdarzają się także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscu połączenia dwóch odcinków przewodu lub w miejscu montażu zacisków przebijających izolację.

Uszkodzenie izolatorów nn polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (złamaniu lub urwaniu), co skutkuje opadnięciem przewodu lub powstaniem zwarcia.

Uszkodzenie słupów polega zazwyczaj na ich zniszczeniu mechanicznym (złamaniu). Liczne są także przypadki wykrzywienia konstrukcji wsporczych pod wpływem źle przyłożonego obciążenia. W wyniku oddziaływania prądów upływnościowych oraz pod wpływem wyładowań atmosferycznych zdarzają się przypadki osłabienia konstrukcji słupów (zbrojenia), zwłaszcza w przypadku słupów typu ŻN lub ALA. W przypadku niewłaściwej oceny gęstości gruntu lub jego nadmiernego zawilgocenia zdarzają się przypadki przewrócenia całego słupa wraz z ustojem.

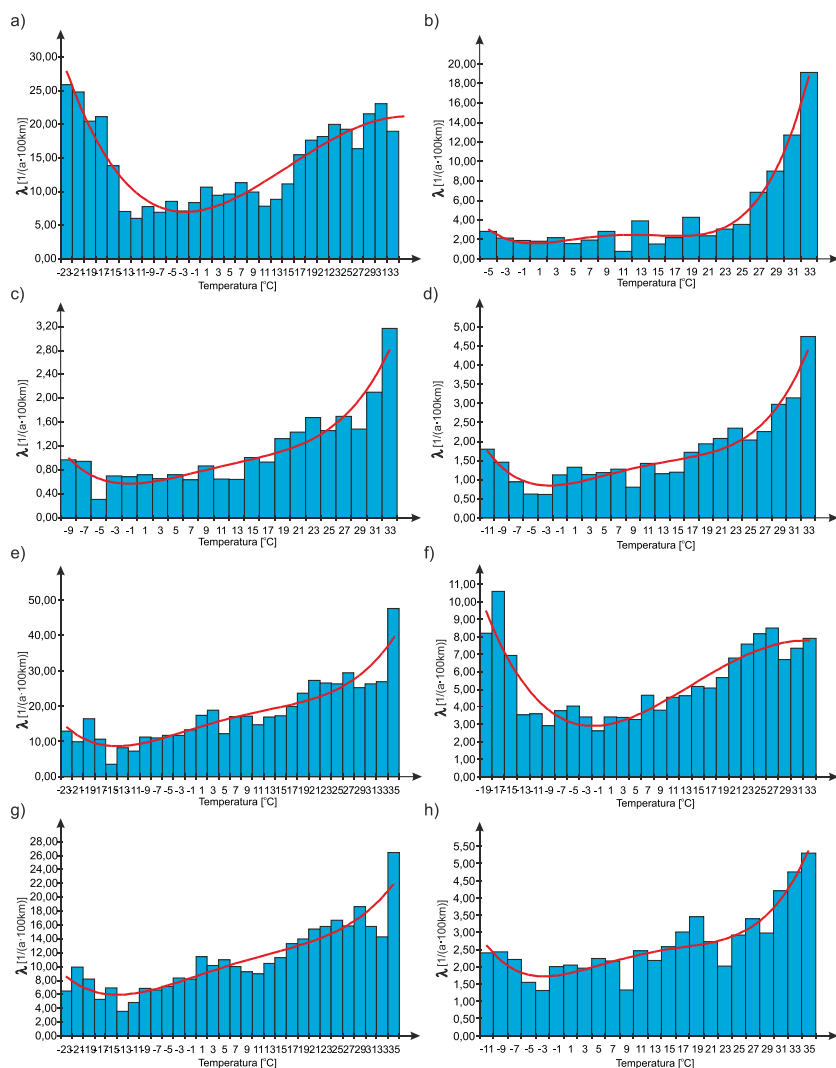
Uszkodzenie mostków oraz złączek polega najczęściej na ich zniszczeniu mechanicznym (zerwanie) lub termicznym (przepalenie). Liczne są także przypadki nadmiernego wzrostu rezystancji przejścia w miejscach przyłączenia mostków lub w złączce.

Uszkodzenie wiązałek polega na ich zniszczeniu mechanicznym (zerwanie lub przetarcie) lub też na poluzowaniu wiązałki w wyniku czego przewód może przemieszczać się na izolatorze.

Awarye odgromników, polegają najczęściej na zniszczeniu mostków (36,23%) na drodze mechanicznej (zerwanie przez drzewa i gałęzie, przez osoby postronne lub przez zwierzęta) lub termicznej (wyładowania atmosferyczne). Bardzo duża liczba awarii polega na spaleniu odgromników (28,16%), a także na zniszczeniu izolatora odgromnika (19,46%).

3. Wpływ temperatury otoczenia na intensywność awarii linii napowietrznych nn

Przeprowadzono analizę wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii elementów i urządzeń linii napowietrznych nn. Otrzymane wyniki przedstawiono na rys. 7.



Rys. 7. Zależność intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn od temperatury otoczenia: a) przewodów gołych, b) przewodów izolowanych, c) izolatorów liniowych nn, d) słupów, e) mostków, f) wiązań, g) złączek, h) odgromników nn

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń, przedstawione na rys. 7, są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń linii napowietrznych nn w funkcji temperatury otoczenia, przedstawionych na rys. 7, zawarto w tabeli 3. W tabeli tej podano także współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych.

Tabela 3. Współczynniki funkcji aproksymacyjnych intensywności awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn w funkcji temperatury otoczenia oraz współczynniki korelacji funkcji z danymi empirycznymi

Urządzenie	Współczynniki funkcji aproksymacyjnej					Współczynnik korelacji
	a	b	c	d	e	
	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁶]	[10 ⁻⁴]	[10 ⁻⁴]	[–]	
Przewody gołe	3,16	–720,51	280,96	1633,69	7,2160	0,93
Przewody izolowane	76,62	–3062,33	343,00	–299,19	1,6061	0,99
Izolatory liniowe nn	5,52	–234,81	35,51	78,20	0,5779	0,94
Słupy	9,74	–386,16	44,85	290,79	0,8876	0,96
Mostki	23,87	–549,91	–32,66	4904,72	13,7554	0,92
Wiązalki	2,14	–372,06	128,75	497,57	2,9551	0,90
Złączki	10,35	–275,86	0,25	2722,84	8,5765	0,91
Odgromniki nn	9,17	–403,83	47,85	364,13	1,7792	0,92

4. Czas trwania awarii (odnowy)

Czas trwania awarii t_a jest definiowany jako czas, który upływa od momentu powstania awarii do momentu zakończenia naprawy z jednoczesną możliwością przywrócenia zasilania i dostarczenia odbiorcom potrzebnej mocy [2], [3], [6]–[8]. Czas ten, zwany jest również czasem usuwania awarii lub czasem odnowy. Określenie to jest związane z przejściem urządzenia ze stanu uszkodzenia do ponownego stanu zdolności ruchowej [1], [2], [5]–[7].

Wartość tego czasu zależy przede wszystkim od rozległości awarii oraz możliwości organizacyjnych i technicznych brygad eksploatacyjnych.

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awarii elementów i urządzeń eksploatowanych w liniach napowietrznych nn. Wartość średnią z próby $\bar{t}_a$ oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności [2], [3], [7]:

$$\bar{t}_a = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} n_i \cdot t_i^o}{n}, \quad (2)$$

gdzie: $\bar{t}_a$ – wartość średnia z próby; t_i^o – środek i -tej klasy szeregu rozdzielczego; n_i – liczba uszkodzeń w i -tej klasie szeregu rozdzielczego; n – całkowita liczba awarii; k – liczba klas szeregu rozdzielczego.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością [2], [3], [7]:

$$\bar{t}_a - u_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} < t_a < \bar{t}_a + u_\alpha \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}, \quad (3)$$

gdzie: u_α – wartość zmiennej losowej U mającej rozkład normalny standaryzowany, wyznaczona dla danego współczynnika ufności $1 - \alpha$ z tablicy rozkładu normalnego; s – odchylenie standardowe z próby obliczone według zależności [2], [3], [7], [9]:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^{i=k} (t_i^o - \bar{t}_a)^2 \cdot n_i}. \quad (4)$$

Dla analizowanych urządzeń elektrycznych wyznaczone zostały także: średnia intensywność uszkodzeń, a także współczynnik zawodności. Zależność teoretyczna, z której wyznaczono średnią intensywność uszkodzeń ma postać [2], [7], [9]:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m_a}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t}, \quad (5)$$

gdzie: m_a – zaobserwowana liczba awarii, n_p – licznosc próbki na początku okresu obserwacji, n_k – licznosc próbki na koncu okresu obserwacji, Δt – czas obserwacji.

Zależność, z której można wyznaczyć współczynnik zawodności [2], [7], [9]:

$$q = \frac{\bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}{1 + \bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}. \quad (6)$$

Na podstawie danych empirycznych, została założona także hipoteza o rozkładzie czasu odnowy urządzeń i elementów linii dystrybucyjnych nn.

Wyniki weryfikacji parametrycznej oraz nieparametrycznej czasu trwania awarii urządzeń i elementów eksploatowanych w liniach napowietrznych nn zawarto w tabeli 4.

Tabela 4. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania awarii t_a urządzeń i elementów linii napowietrznych niskiego napięcia

Urządzenie	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
–	[h]	[h]	[h]	[h]	$[1/(a \cdot 100 \text{ km})]$	$[1/100 \text{ km}]$	–	–	–
Przewody gołe	8,49	11,48	8,03	8,95	16,8456	$16,06 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,4830$ $\sigma = 1,1364$	$\chi^2 = 4,93 < \chi_a^2 = 5,89$ $\lambda = 1,094 < \lambda_a = 1,358$
Przewody izolowane	9,35	9,25	7,34	11,36	3,5287	$3,75 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 7,9328$ $\nu = 0,7884$	$\chi^2 = 3,48 < \chi_a^2 = 5,89$ $\lambda = 0,705 < \lambda_a = 1,358$
Izolatory liniowe nn	8,02	6,05	7,13	8,90	1,2648	$1,16 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,8141$ $\sigma = 0,7500$	$\chi^2 = 2,16 < \chi_a^2 = 3,94$ $\lambda = 0,541 < \lambda_a = 1,358$
Słupy	34,24	32,78	30,42	38,07	1,9806	$7,68 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0292$	$\chi^2 = 3,79 < \chi_a^2 = 5,23$ $\lambda = 1,037 < \lambda_a = 1,358$
Mostki	13,55	13,62	13,11	13,99	25,8869	$38,50 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0738$	$\chi^2 = 4,93 < \chi_a^2 = 5,23$ $\lambda = 1,217 < \lambda_a = 1,358$
Wiązalki	8,29	7,79	7,79	8,78	6,6298	$6,24 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 7,2539$ $\nu = 0,9573$	$\chi^2 = 7,77 < \chi_a^2 = 7,96$ $\lambda = 1,336 < \lambda_a = 1,358$
Złączki	10,40	9,87	9,99	10,80	16,1298	$18,79 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 10,6271$ $\nu = 0,8568$	$\chi^2 = 1,38 < \chi_a^2 = 3,94$ $\lambda = 0,521 < \lambda_a = 1,358$
Odgromniki nn	6,48	6,60	5,89	7,07	3,3566	$2,48 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1543$	$\chi^2 = 2,91 < \chi_a^2 = 3,94$ $\lambda = 0,816 < \lambda_a = 1,358$
Linia napowietrzna nn z przewodami gołymi – łącznie	10,95	12,01	10,72	11,19	72,0942	$82,67 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,8657$ $\sigma = 1,0568$	$\chi^2 = 5,48 < \chi_a^2 = 7,26$ $\lambda = 1,062 < \lambda_a = 1,358$
Linia napowietrzna nn z przewodami izolowanymi – łącznie	11,80	11,75	9,51	14,08	4,6209	$6,19 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 10,2505$ $\nu = 0,7618$	$\chi^2 = 2,43 < \chi_a^2 = 3,94$ $\lambda = 0,648 < \lambda_a = 1,358$

5. Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców

Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej t_p jest to czas od chwili powstania przerwy w zasilaniu do chwili wznowienia zasilania odbiorców. Czas przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej jest mniejszy (krótszy) od czasu trwania awarii. Na taki stan mają wpływ dwa czynniki. Pierwszym jest możliwość rezerwowego zasilania odbiorców w przypadku sieci dwustronnie zasilanych, natomiast drugim dopuszczana przez energetykę praca układu elektroenergetycznego z odłączonymi uszkodzonymi urządzeniami.

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców w wyniku awarii urządzeń i elementów linii napowietrznych nn. Jej wyniki zawarto w tabeli 5.

Tabela 5. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców t_p na skutek awarii urządzeń i elementów linii napowietrznych niskiego napięcia

Urządzenie	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Średnia intensywność	Współczynnik zawadności	Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
–	[h]	[h]	[h]	[h]	[1/(a·100 km)]	[1/100 km]	–	–	–
Przewody gołe	5,48	7,43	5,18	5,78	16,7344	$10,36 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,9364$ $\sigma = 1,3056$	$\chi^2 = 2,87 < \chi_a^2 = 4,57$ $\lambda = 1,211 < \lambda_a = 1,358$
Przewody izolowane	7,26	8,22	5,41	9,11	3,2766	$2,71 \cdot 10^{-3}$	Weibulla	$b = 6,8281$ $\nu = 0,7251$	$\chi^2 = 4,93 < \chi_a^2 = 5,23$ $\lambda = 1,300 < \lambda_a = 1,358$
Izolatory liniowe nn	5,81	5,06	5,02	6,59	1,1328	$0,75 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,4065$ $\sigma = 0,8857$	$\chi^2 = 1,21 < \chi_a^2 = 2,73$ $\lambda = 0,778 < \lambda_a = 1,358$
Słupy	22,07	21,24	19,54	24,61	1,8903	$4,74 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,0453$	$\chi^2 = 5,30 < \chi_a^2 = 5,89$ $\lambda = 0,896 < \lambda_a = 1,358$
Mostki	4,45	5,36	4,27	4,62	25,5325	$12,80 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,7939$ $\sigma = 1,2860$	$\chi^2 = 1,83 < \chi_a^2 = 3,94$ $\lambda = 0,938 < \lambda_a = 1,358$
Wiązalki	5,61	5,36	5,26	5,95	6,4839	$4,14 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,1784$	$\chi^2 = 4,53 < \chi_a^2 = 5,23$ $\lambda = 0,973 < \lambda_a = 1,358$
Złączki	4,78	5,18	4,56	5,01	14,1979	$7,69 \cdot 10^{-3}$	Wykład.	$\lambda = 0,2091$	$\chi^2 = 4,26 < \chi_a^2 = 5,23$ $\lambda = 1,211 < \lambda_a = 1,358$
Odgromniki nn	4,35	4,54	3,91	4,79	2,8632	$1,42 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,9085$ $\sigma = 1,1326$	$\chi^2 = 3,96 < \chi_a^2 = 6,57$ $\lambda = 0,584 < \lambda_a = 1,358$
Linia napowietrzna nn z przewodami gołymi – łącznie	5,28	6,82	5,15	5,42	68,8349	$39,84 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 0,9665$ $\sigma = 1,2637$	$\chi^2 = 1,69 < \chi_a^2 = 2,73$ $\lambda = 0,847 < \lambda_a = 1,358$
Linia napowietrzna nn z przewodami izolowanymi – łącznie	8,76	9,71	6,78	10,74	4,3688	$4,3498 \cdot 10^{-3}$	Log norm.	$m = 1,5594$ $\sigma = 1,1558$	$\chi^2 = 2,48 < \chi_a^2 = 2,73$ $\lambda = 0,603 < \lambda_a = 1,358$

6. Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców na skutek awarii

Bardzo ważnym wskaźnikiem gospodarczym, określającym straty ponoszone przez dystrybutorów energii elektrycznej oraz odbiorców, wskutek zaistniałej awarii, jest ilość niedostarczonej energii elektrycznej ΔA . Wartość tego parametru jest zależna od czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, a także od poboru mocy ze stacji lub linii, w której wystąpiła awaria. Jej wartość można wyznaczyć z zależności [2]:

$$\Delta A = P_{sr} \cdot t_p, \quad (7)$$

gdzie: ΔA – ilość niedostarczonej energii elektrycznej, P_{sr} – średnia wartości mocy, pobieranej przez odbiorców, ustalona na podstawie wykresów obciążeń, t_p – czas przerwy w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Istnieje możliwość znacznego ograniczenia ilości niedostarczonej energii poprzez stosowanie w sieci dystrybucyjnej rezerw jawnych lub ukrytych.

Na podstawie dobowych wykresów obciążenia oraz czasów trwania przerwy w zasilaniu odbiorców wyznaczona została niedostarczona energia dla przypadku awarii urządzeń i elementów eksploatowanych w liniach dystrybucyjnych nn. Przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna tego wskaźnika. Otrzymane wyniki zawiera tabela 6.

Tabela 6. Estymatory i rozkłady prawdopodobieństwa ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku uszkodzenia urządzeń i elementów linii napowietrznych niskiego napięcia

Urządzenie	Wartość średnia	Odchylenie standardowe	Przedział ufności		Typ rozkładu	Parametry rozkładu	Wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie
–	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	–	–	–
Przewody gołe	765,16	1043,47	723,47	806,86	Log norm.	$m = 6,0393$ $\sigma = 1,0199$	$\chi^2 = 4,62 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 0,804 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Przewody izolowane	1582,24	1659,20	1208,15	1956,33	Log norm.	$m = 6,8126$ $\sigma = 1,1083$	$\chi^2 = 2,09 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,692 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Izolatory liniowe nn	1915,01	1343,25	1707,24	2122,77	Weibulla	$b = 2168,42$ $\nu = 1,2924$	$\chi^2 = 1,41 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$ $\lambda = 0,805 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Słupy	3593,88	2318,81	3317,07	3870,68	Weibulla	$b = 3753,62$ $\nu = 1,6310$	$\chi^2 = 2,24 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,815 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Mostki	934,75	828,88	907,94	961,56	Weibulla	$b = 841,52$ $\nu = 0,8181$	$\chi^2 = 2,46 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 1,162 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Wiązalki	2539,07	2026,67	2408,86	2669,28	Weibulla	$b = 2796,98$ $\nu = 1,1948$	$\chi^2 = 3,26 < \chi^2_{\alpha} = 4,57$ $\lambda = 0,824 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Złączki	2336,18	1833,77	2256,62	2415,74	Wykład.	$\lambda = 4,28 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 1,76 < \chi^2_{\alpha} = 2,73$ $\lambda = 0,941 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Odgromniki nn	2455,81	2061,07	2256,21	2655,42	Weibulla	$b = 2175,52$ $\nu = 0,8434$	$\chi^2 = 2,85 < \chi^2_{\alpha} = 3,94$ $\lambda = 0,953 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Linia napowietrzna nn z przewodami gołymi – łącznie	1486,12	1615,24	1454,31	1517,94	Wykład.	$\lambda = 6,73 \cdot 10^{-4}$	$\chi^2 = 4,49 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$ $\lambda = 1,229 < \lambda_{\alpha} = 1,358$
Linia napowietrzna nn z przewodami izolowanymi – łącznie	2385,46	2515,84	1894,19	2872,73	Weibulla	$b = 1548,35$ $\nu = 0,7641$	$\chi^2 = 3,64 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$ $\lambda = 1,099 < \lambda_{\alpha} = 1,358$

7. Podsumowanie

Linie elektroenergetyczne niskiego napięcia są bardzo ważnym elementem systemu elektroenergetycznego. Stanowią ostatni element złożonej drogi przesyłu energii elektrycznej od elektrowni do odbiorców. Ze względu na fakt, iż ich awarie obejmują zazwyczaj niewielkie grupy odbiorców, są one najczęściej pomijane w analizach niezawodnościowych sieci dystrybucyjnych.

W referacie przedstawiono analizę awaryjności linii napowietrznych niskiego napięcia, eksploatowanych w sieci dystrybucyjnej dużego zakładu energetycznego w kraju. Niezależnym badaniom poddano linie niskiego napięcia wykonane przewodami gołymi oraz izolowanymi. Określono także właściwości poszczególnych elementów linii, jak: przewody, izolatory, słupy, wiązałki, złączki oraz ograniczniki przepięć (odgromniki).

Elementami linii, które najczęściej ulegają uszkodzeniom, są mostki $\left(\bar{\lambda}_a = 25,8869 \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}} \right)$, przewody gołe $\left(\bar{\lambda}_a = 16,8456 \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}} \right)$ oraz złączki $\left(\bar{\lambda}_a = 16,1298 \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}} \right)$. Elementami które uszkadzają się najrzadziej są izolatory nn $\left(\bar{\lambda}_a = 1,2648 \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}} \right)$.

Średni czas trwania odnowy linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi wynosi $\bar{t}_a = 10,95 \text{ h}$, natomiast czas trwania odnowy linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi jest nieznacznie dłuższy i wynosi $\bar{t}_a = 11,80 \text{ h}$. Średni czas przerwy w zasilaniu odbiorców w przypadku uszkodzenia linii nn wykonanych przewodami gołymi wynosi $\bar{t}_p = 5,28 \text{ h}$, natomiast wykonanych przewodami izolowanymi $\bar{t}_p = 8,76 \text{ h}$. Średnia intensywność uszkodzeń linii napowietrznych niskiego napięcia z przewodami gołymi wynosi $\bar{\lambda}_a = 72,0942 \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}}$, i jest około piętnastokrotnie większa niż dla linii niskiego

napięcia wykonanych przewodami izolowanymi $\bar{\lambda}_a = 4,6209 \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}}$. Także wy-

padkowy współczynnik zawodności linii z przewodami gołymi ($q = 82,67 \cdot 10^{-3}$) jest znacznie (trzynastokrotnie) większy niż współczynnik zawodności linii nn z przewodami izolowanymi ($q = 6,19 \cdot 10^{-3}$).

Wyznaczono także średnią ilość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców w wyniku awarii linii niskiego napięcia z przewodami gołymi $\overline{\Delta A} = 1486,12 \text{ kWh}$ oraz z przewodami izolowanymi $\overline{\Delta A} = 2385,46 \text{ kWh}$. Większa ilość niedostarczonej energii w przypadku linii nn z przewodami izolowanymi wynika z dłuższego czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, ale także z większych dopuszczalnych obciążalności projektowych tych linii.

Wyznaczono funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów odnowy, czasów przerw w zasilaniu oraz energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, a także dokonano

ich weryfikacji. Otrzymane rozkłady prawdopodobieństwa są rozkładami wykładniczymi, logarytmiczno-normalnymi oraz Weibulla.

Dokonano także analizy sezonowości oraz przyczyn awarii. Na jej podstawie można wyciągnąć wniosek, iż przeglądy, remonty oraz pomiary napowietrznych linii elektroenergetycznych niskiego napięcia powinny być wykonywane w miesiącach marca, kwietniu oraz listopadzie. Są to bowiem miesiące o najmniejszej intensywności awarii linii elektroenergetycznych niskiego napięcia. Okresem zwiększonej intensywności uszkodzeń są miesiące letnie, zwłaszcza lipiec i sierpień. Najpoważniejszą przyczyną awarii linii napowietrznych nn są wyładowania atmosferyczne, procesy starzeniowe, drzewa i gałęzie oraz działalność człowieka.

Literatura

- [1] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce 2013.
- [2] Greń J., *Modele i zadania statystyki matematycznej*, PWN, Warszawa 1982.
- [3] Horak J., Popczyk J., *Eksploatacja elektroenergetycznych linii rozdzielczych*, WNT, Warszawa 1985.
- [4] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.
- [5] Kujszczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*, tom I, PWN, Warszawa 1994.
- [6] Marzecki J., *Terenowe sieci elektroenergetyczne*, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji, Warszawa 2007.
- [7] Popczyk J., *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1991.
- [8] Sozański J., *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 1990.
- [9] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa 1982.

Andrzej Ł. CHOJNACKI

Politechnika Świętokrzyska w Kielcach, Katedra Energetyki, Energoelektroniki
i Maszyn Elektrycznych

FUNKCJE NIEZAWODNOŚCIOWE LINII NAPOWIETRZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

W referacie przedstawione zostały wyniki oceny podstawowych funkcji określających właściwości niezawodnościowe linii napowietrznych nn, jakimi są funkcja intensywności awarii, funkcja niezawodności, funkcja zawadności oraz funkcja gęstości prawdopodobieństwa. Na podstawie wieloletnich obserwacji linii nn eksploatowanych w sieci dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju, określone zostały postacie empiryczne wymienionych funkcji. Podjęta została także próba realizacji modelu teoretycznego analizowanych funkcji niezawodnościowych. Wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy linii do uszkodzenia.

1. Wprowadzenie

Problem niezawodności urządzeń elektroenergetycznych jest bardzo ważny ze względu na pewność dostaw energii elektrycznej do znacznej grupy jej odbiorców. W wielu przypadkach przerwy w dostawie energii stwarzają realne zagrożenie dla życia lub zdrowia ludzkiego, np. w przypadku osób korzystających z profesjonalnej aparatury medycznej podtrzymującej życie. Stałe więc nadzorowanie pracy sieci elektroenergetycznych oraz analiza awarii w nich występujących są konieczne, aby ustalić metody właściwej eksploatacji oraz przedsięwziąć wszelkie środki mające na celu wyeliminowanie niektórych awarii w przyszłości. Konieczne jest zwłaszcza wyeliminowanie tych awarii, które wynikają z zaniedbań służb eksploatacyjnych oraz niewłaściwej organizacji pracy przy urządzeniach elektroenergetycznych.

Bardzo ważnym zagadnieniem jest wyznaczenie parametrów oraz funkcji określających właściwości niezawodnościowe poszczególnych elementów sieci. W wielu przypadkach uzyskanie pełnej informacji jest niemożliwe ze względu na brak wiarygodnych danych pochodzących z eksploatacji. Dlatego też w większości przypadków podaje się jako parametry charakteryzujące niezawodność obiektów, współczynnik zawadności q oraz średnią intensywność awarii λ .

W referacie autor wyznaczył funkcje niezawodności, funkcje zawadności oraz funkcje intensywności uszkodzeń dla elektroenergetycznych linii napowietrznych gołych oraz izolowanych niskiego napięcia. Wszystkie analizy zostały przeprowadzo-

ne na podstawie danych pochodzących z 10 lat obserwacji. Przyjęty poziom istotności $\alpha = 0,05$.

2. Podstawowe funkcje niezawodnościowe

Niezawodność urządzenia lub obiektu wyraża jego zdolność do wykonania określonych funkcji w określonym przedziale czasowym oraz w zadanych warunkach [3], [7]. W sensie matematycznym niezawodność jest prawdopodobieństwem warunkowym, że urządzenie będzie pracowało bez uszkodzenia od chwili jego uruchomienia do chwili t , pod warunkiem, że w chwili włączenia ($t = 0$) urządzenie było sprawne [1], [2], [4], [7]:

$$R(0, t) = P\{S(\tau) = S; 0 < \tau \leq t, S(0) = S\}, \quad (1)$$

gdzie:

$S(\tau)$ – stan obiektu w chwili czasu τ ,

S – stan zdatności obiektu.

Powyżej przedstawiona funkcja nosi nazwę funkcji niezawodności lub inaczej funkcji życia urządzenia [2], [7].

Biorąc pod uwagę, iż $R(0) = 1$, czyli że urządzenie w chwili uruchomienia było zdadne, można zapisać:

$$R(t) = P\{S(\tau) = S; 0 < \tau \leq t\}. \quad (2)$$

Funkcja niezawodności stanowi układ zupełny zdarzeń z funkcją zawodności $F(t)$:

$$F(t) = P\{S(\tau) = \bar{S}; 0 < \tau \leq t\}, \quad (3)$$

gdzie $\bar{S}$ – stan uszkodzenia urządzenia.

Jest to więc prawdopodobieństwo warunkowe uszkodzenia się obiektu do chwili czasu t , pod warunkiem, że urządzenie w chwili uruchomienia było zdadne ($F(0) = 0$). Prawdopodobieństwo to nazywane jest również rozkładem trwałości.

Pochodna funkcji zawodności po czasie jest funkcją gęstości prawdopodobieństwa wystąpienia uszkodzenia:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt}. \quad (4)$$

Bardzo ważnym pojęciem jest trwałość obiektu, nazywana także czasem życia obiektu. Trwałość obiektu jest zmienną losową o funkcji gęstości prawdopodobieństwa $f(t)$. Stąd jej wartość oczekiwana określona jest zależnością:

$$E(t) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt = \int_0^{\infty} t dF(t) = \int_0^{\infty} R(t) dt. \quad (5)$$

Bardzo ważna w teorii niezawodności jest funkcja intensywności uszkodzeń, którą definiuje się jako stosunek prawdopodobieństwa uszkodzenia elementu w przedziale czasu od t do $t + \Delta t$ do wielkości tego przedziału przy $\Delta t \rightarrow 0$, przy założeniu, iż do chwili t uszkodzenie elementu nie nastąpiło:

$$\lambda(t) = \frac{F'(t)}{1 - F(t)} = -\frac{R'(t)}{R(t)}. \quad (6)$$

Zatem intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$ charakteryzuje w każdej chwili t względne pogorszenie się niezawodności obiektu przypadające na jednostkę czasu $\Delta t = 1$. Dla porównania gęstość prawdopodobieństwa $f(t)$ wyraża bezwzględne pogorszenie niezawodności obiektu przypadające na jednostkę czasu [5], [7].

Kolejną funkcją charakteryzującą niezawodność obiektu jest skumulowana intensywność uszkodzeń, zwana także funkcją wiodącą [2], [5]:

$$\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(u) du. \quad (7)$$

Jest ona miarą wyczerpywania się zapasu możliwości wykonania przez obiekt postawionego mu zadania.

Niezawodność obiektu można także scharakteryzować, poprzez określenie funkcji oczekiwanego pozostałego czasu zdatności:

$$r(t) = \int_t^\infty \frac{R(s)}{R(t)} ds. \quad (8)$$

3. Metoda „próby dynamicznej” określania funkcji niezawodnościowych urządzeń elektroenergetycznych

Aby w sposób pełny określić właściwości niezawodnościowe obiektów elektroenergetycznych nienaprawialnych, należy określić ich funkcje $R(t)$, $F(t)$ oraz $\lambda(t)$. W przypadku obiektów podlegających odnowie należy dodatkowo określić rozkład odnowy oraz dane procesu stochastycznego, opisującego jego pracę. Należy zbadać takie właściwości procesu, jak stacjonarność, stałość intensywności uszkodzeń i odnowy itp. W praktyce, ze względu na brak wiarygodnych danych pochodzących z eksploatacji, uzyskanie pełnej i dokładnej informacji niezawodnościowej jest bardzo trudne i pracochłonne, a w wielu przypadkach wręcz niemożliwe. Dlatego też najczęściej, do przybliżonych analiz i obliczeń, wykorzystywane są wartości średnie intensywności uszkodzeń λ_{sr} oraz średnie czasy trwania odnowy (naprawy) t_a .

W przypadku, gdy istnieje konieczność wyznaczenia funkcji niezawodnościowych ($R(t)$, $F(t)$ lub $\lambda(t)$), ich oszacowania dokonuje się w odmienny sposób, w zależności od rodzaju próby statystycznej jaką dysponujemy.

W przypadku wprowadzenia do eksploatacji jednocześnie N elementów i badania ich zawodności w czasie t mamy do czynienia z próbą losową pełną. W takim przypadku oszacowaniem wartości funkcji niezawodności $R(t)$ jest estymator $R^*(t)$:

$$R^*(t) = \frac{n(t)}{N}, \quad (9)$$

gdzie:

$n(t)$ – liczba elementów, które w przedziale czasu od $(0, t)$ nie uległy uszkodzeniu;

N – liczba badanych elementów.

Analogicznie, estymatorem funkcji zawodności $F^*(t)$ jest:

$$F^*(t) = \frac{m(t)}{N}, \quad (10)$$

gdzie $m(t)$ – liczba elementów, które w przedziale czasu od $(0, t)$ uległy uszkodzeniu.

W przypadku urządzeń elektroenergetycznych bardzo rzadko zdarza się, aby do eksploatacji jednocześnie trafiała większa populacja. Są one zazwyczaj wprowadzane w niewielkich ilościach, w różnych chwilach czasowych. W takim przypadku zastosowanie metody próby losowej pełnej nie jest możliwe.

W publikacji [7] przedstawiona została metoda próby losowej dynamicznej, polegająca na jednoczesnej obserwacji obiektów będących w różnych latach eksploatacji. Opiera się ona na czterech głównych założeniach:

1. Ocena niezawodności obiektu odbywa się poprzez analizę populacji obiektów, które w chwili badań znajdują się w różnych latach eksploatacji,
2. Właściwości niezawodnościowe obiektu określone są przez funkcję niezawodności $R(t)$,
3. Proces odnowy obiektów nie zmienia ich właściwości niezawodnościowych, ponieważ ogranicza się do usunięcia awarii konkretnego urządzenia w nich zainstalowanego,
4. Czas trwania awarii obiektu jest znacznie krótszy w porównaniu z czasem jego eksploatacji i może być pominięty w powyższej analizie.

Badaniu podlega próba statystyczna zawierająca obiekty znajdujące się w różnych latach eksploatacji. W konkretnym roku obserwacji j ($j = 1, 2, 3, \dots, l$) liczba obiektów jest sumą obiektów znajdujących się w konkretnym i -tym roku eksploatacji ($i = 1, 2, 3, \dots, k$):

$$n_j = \sum_{i=1}^k n_{ij}, \quad (11)$$

gdzie:

n_j – liczba obiektów w j -tym roku obserwacji,

n_{ij} – liczba obiektów będących w j -tym roku obserwacji w i -tym roku eksploatacji.

Analogicznie, liczba awarii obiektów jaka wystąpiła w j -tym roku obserwacji jest sumą liczby awarii obiektów znajdujących się w różnych latach eksploatacji i :

$$m_j = \sum_{i=1}^k m_{ij}, \quad (12)$$

gdzie:

m_j – liczba awarii w j -tym roku badań;

m_{ij} – liczba awarii obiektów znajdujących się w j -tym roku obserwacji w i -tym roku eksploatacji.

Często w celu zwiększenia liczności próby statystycznej prowadzi się obserwację przez szereg lat i łączy wyniki z kilku lat, co jest równoważne uśrednieniu parametrów z tych lat. W takim przypadku łączna liczba obiektów oraz liczba awarii obiektów znajdujących się w i -tym roku eksploatacji wyznaczane są z zależności:

$$n_i = \sum_{j=1}^l n_{ij} = n_{i1} + n_{i2} + \dots + n_{il} \quad (13)$$

oraz

$$m_i = \sum_{j=1}^l m_{ij} = m_{i1} + m_{i2} + \dots + m_{il}, \quad (14)$$

gdzie:

$i = 1, 2, 3, \dots, k$ – kolejne lata eksploatacji;

$j = 1, 2, 3, \dots, l$ – kolejne lata prowadzenia badań.

Estymator średniej intensywności uszkodzeń obiektów w i -tym roku eksploatacji, jest równy:

$$\hat{\lambda}_i = \frac{2 \cdot m_i}{n_i + n_{i+1}}, \quad (15)$$

przy czym:

$$\frac{n_i + n_{i+1}}{2} = n_{sr} \quad (16)$$

jest zastępczą liczbą obiektów będących w i -tym roku eksploatacji, przy założeniu, że liczba wprowadzanych do eksploatacji obiektów zmienia się liniowo w ciągu roku.

Znając funkcję intensywności uszkodzeń obiektów w postaci wartości dyskretnych λ_i można wyznaczyć wartość średniej intensywności uszkodzeń [7]:

$$\lambda = \frac{1}{k} \cdot \sum_{i=1}^k \lambda_i . \quad (17)$$

W teorii niezawodności bardzo ważna jest znajomość częstości uszkodzeń f_i oraz dystrybuanty F_i . Na podstawie znajomości dyskretnych wartości λ_i w poszczególnych latach użytkowania obiektu można wyznaczyć estymatory f_i^* oraz F_i^* , a także R_i^* :

$$f_i^* = \hat{\lambda}_i \cdot \prod_{k=1}^{i-1} (1 - \hat{\lambda}_k) , \quad (18)$$

$$F_i^* = \sum_{k=1}^{i-1} f_k^* , \quad (19)$$

$$R_i^* = 1 - F_i^* , \quad (20)$$

przy czym zachowany musi być warunek normalizacyjny:

$$\sum_{i=1}^{i=\infty} f_i^* = 1 . \quad (21)$$

Wyznaczone za pomocą wzorów od (18) do (20) wartości dyskretnie f_i^* , F_i^* oraz R_i^* są realizacjami ciągłych funkcji gęstości prawdopodobieństwa $f(t)$, funkcji zawodności $F(t)$ oraz funkcji niezawodności $R(t)$, dla poszczególnych lat eksploatacji i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$). Wyznaczenie funkcji intensywności awarii, zawodności, czy też niezawodności nie rozwiązuje więc problemu estymacji parametrów niezawodnościowych. Ważna jest również analiza zgodności typu rozkładu empirycznego z wybranym rozkładem teoretycznym. Analizę taką wykonuje się według zasad estymacji nieparametrycznej. W wielu przypadkach oszacowania parametrów nieznanej funkcji można dokonać z wystarczającą dokładnością za pomocą siatek funkcyjnych [6], [7]. Weryfikacja hipotezy o rozkładzie może zostać przeprowadzona za pomocą testu znaków, testu λ Kołmogorowa, testu χ^2 Pearsońa lub testu Wolda–Wolfowitza, zwanego także testem serii [6]–[8].

4. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych nn wykonanych przewodami gołymi

Oceny funkcji niezawodnościowych dokonano w oparciu o metodę próby dynamicznej [7]. Na podstawie danych empirycznych oszacowane zostały funkcja intensywności awarii, funkcja niezawodności oraz funkcja trwałości linii napowietrznych nn z przewodami gołymi.

Podjęta została próba realizacji modelu teoretycznego na podstawie otrzymanego rozkładu empirycznego intensywności awarii. Po szczegółowej analizie otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością [2], [7]:

$$\lambda(x) = \begin{cases} 0 & \text{dla } x \leq 0 \\ \frac{\nu}{b} \cdot \left(\frac{x}{b}\right)^{\nu-1} & \text{dla } x > 0 \end{cases} \quad (22)$$

gdzie:

b – parametr skali rozkładu Weibulla,

ν – parametr kształtu rozkładu Weibulla.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,9243$ oraz $b = 16,9926$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii elektroenergetycznych napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 8,2582 \cdot t^{0,9243} \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}}. \quad (23)$$

Teoretyczną oraz empiryczną funkcję intensywności awarii linii napowietrznych niskiego napięcia, wykonanych przewodami gołymi, przedstawia rysunek 1.

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków: $l_0 = \min(l^+, l^-) = \min(26, 28) = 26$; $l_0 = 26 > 19 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 19)$. Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż funkcja intensywności awarii linii elektroenergetycznych napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi ma postać przedstawioną zależnością (23).

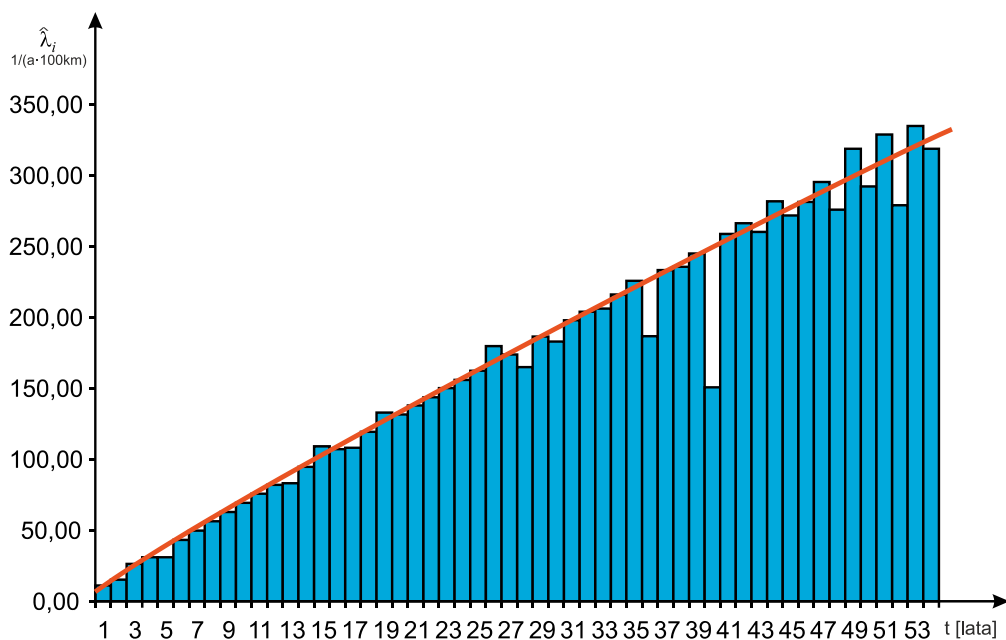
Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcję niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 100 m):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}}, \quad (24)$$

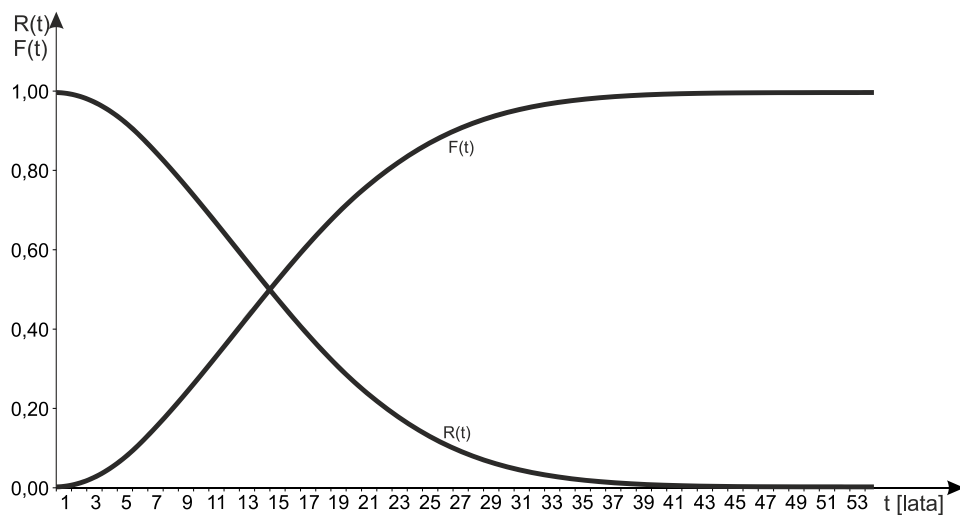
natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}}. \quad (25)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 1. Empiryczna i teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi



Rys. 2. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawodności $F(t)$ linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznej niskiego napięcia wykonanej przewodami gołymi, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0083 \cdot t^{0,9243} \cdot e^{-\left(\frac{t}{16,9926}\right)^{1,9243}}. \quad (26)$$

Wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi do uszkodzenia. Wartość ta, dla odcinka o długości 100 m, wynosi 15,07 a.

5. Ocena funkcji niezawodnościowych napowietrznych linii elektroenergetycznych nn wykonanych przewodami izolowanymi

Oceny funkcji niezawodnościowych dokonano, analogicznie jak w przypadku poprzednim, w oparciu o metodę próby dynamicznej [7]. Na podstawie danych empirycznych oszacowane zostały funkcja intensywności awarii, funkcja niezawodności oraz funkcja trwałości linii napowietrznych nn z przewodami izolowanymi.

Podjęta została próba realizacji modelu teoretycznego na podstawie otrzymanego rozkładu empirycznego intensywności awarii. Po szczegółowej analizie otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi podlega rozkładowi Weibulla i jest wyrażona zależnością (22).

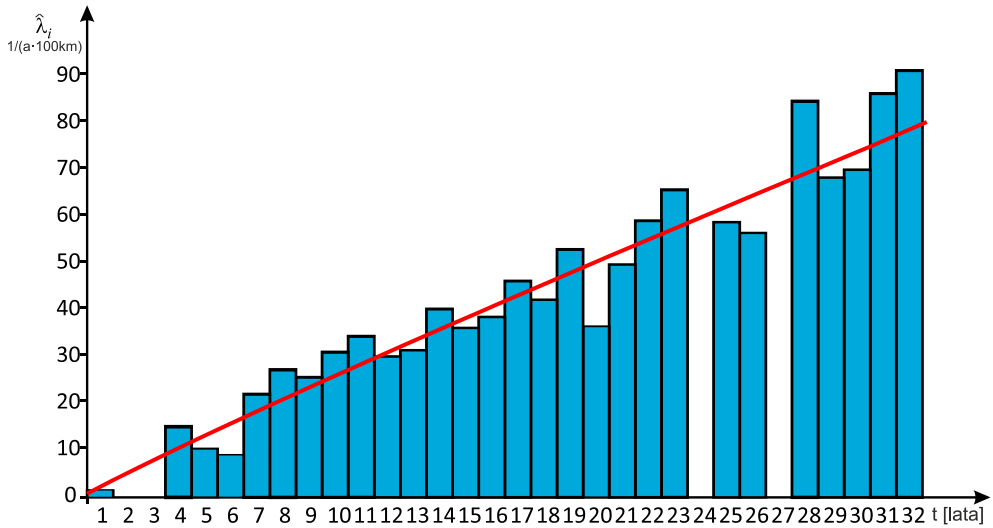
Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica i Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładu Weibulla wynoszą: $\nu = 1,9261$ oraz $b = 27,6309$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii linii elektroenergetycznych napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi, przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = 3,2241 \cdot t^{0,9261} \frac{1}{a \cdot 100 \text{ km}}. \quad (27)$$

Teoretyczną oraz empiryczną funkcję intensywności awarii linii napowietrznych niskiego napięcia, wykonanych przewodami izolowanymi, przedstawiono na rysunku 3.

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków: $l_0 = \min(l^+, l^-) = \min(18, 14) = 14$; $l_0 = 14 > 9 = l_\alpha$; $l_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 9)$. Na podstawie przeprowadzonego testu, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż funkcja intensywności awarii linii elektroenergetycznych napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi ma postać przedstawioną zależnością (27).



Rys. 3. Empiryczna i teoretyczna funkcja intensywności awarii linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi

Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcję niezawodności można zapisać w postaci (dla odcinka o długości 100 m):

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}}, \quad (28)$$

natomiast funkcję zawodności:

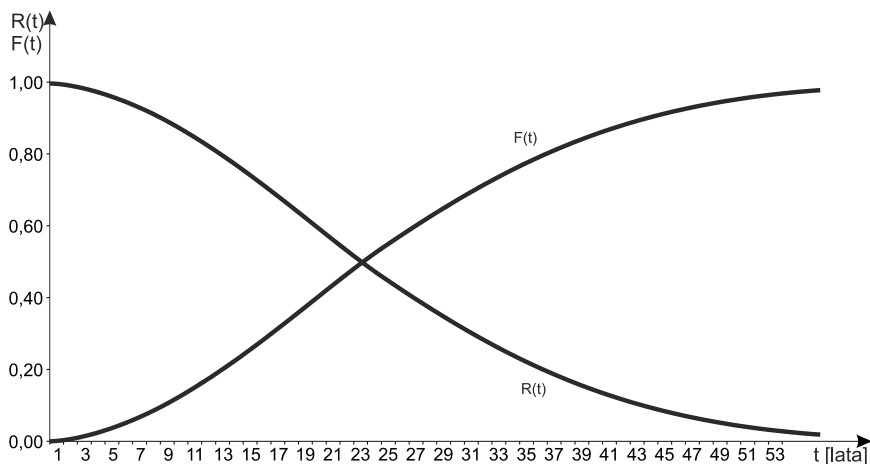
$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}} \quad (29)$$

Teoretyczne funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ przedstawiono na rysunku 4.

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy linii napowietrznej niskiego napięcia wykonanej przewodami izolowanymi, przyjmuje postać:

$$f(t) = 0,0032 \cdot t^{0,9261} \cdot e^{-\left(\frac{t}{27,6309}\right)^{1,9261}}. \quad (30)$$

Wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi do uszkodzenia. Wartość ta dla odcinka o długości 100 m wynosi 24,51 a.



Rys. 4. Teoretyczna funkcja niezawodności $R(t)$ oraz zawadności $F(t)$ linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi

6. Podsumowanie

W referacie autor przedstawił wyniki analiz przeprowadzonych dla linii napowietrznych niskiego napięcia, a dotyczących ich podstawowych funkcji niezawadnościowych. Na podstawie danych empirycznych wyznaczone zostały funkcja niezawadności, funkcja zawadności, funkcja intensywności awarii oraz funkcja gęstości prawdopodobieństwa uszkodzenia linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami gołymi oraz izolowanymi. Otrzymane funkcje intensywności podlegają rozkładowi Weibulla o współczynniku ν większym od 1, co wskazuje na rosnącą wraz z czasem intensywność awarii tych linii. Większy współczynnik ν , a więc szybszy przyrost intensywności z czasem charakteryzuje linie napowietrzne wykonane przewodami izolowanymi. Zaznaczyć jednak należy, że współczynniki kształtu obu funkcji są niemalże takie same ($\nu = 1,9243$ oraz $\nu = 1,9261$). Wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy linii napowietrznych wykonanych przewodami gołymi wynosi $15,07a$ (dla odcinka o długości 100 m). Jest to wartość bardzo mała. Dla porównania wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy linii napowietrznych niskiego napięcia wykonanych przewodami izolowanymi wynosi $24,51a$ (dla odcinka o długości 100 m).

Pod względem niezawadnościowym lepsze wskaźniki posiadają więc linie napowietrzne niskiego napięcia wykonane przewodami izolowanymi.

Analizując koszt budowy obu typów linii napowietrznych nn oraz ich oczekiwany czas poprawnej pracy, można stwierdzić, iż najbardziej opłacalnym ekonomicznie rozwiązaniem jest linia wykonana przewodami izolowanymi nn.

Wyznaczone przez autora funkcje niezawodnościowe linii napowietrznych nn mogą znaleźć szerokie zastosowanie zarówno na etapie projektowania nowych linii napowietrznych w celu doboru właściwego typu przewodów oraz ich parametrów znamionowych, jak i na etapie ich eksploatacji, w celu ustalenia optymalnych warunków pracy oraz określenia ekonomicznie uzasadnionego czasu eksploatacji. Mogą one znaleźć także zastosowanie w dalszych analizach niezawodnościowych elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

Literatura

- [1] Barra J.R., *Matematyczne podstawy niezawodności*, PWN, Warszawa, 1982.
- [2] Chojnacki A.Ł., *Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Świętokrzyskiej, Kielce, 2013.
- [3] Kowalski Z., *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 1992.
- [4] Maksymiuk J., *Niezawodność maszyn i urządzeń elektrycznych*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2003.
- [5] Migdałski J. red., *Poradnik niezawodności. Podstawy matematyczne*, Wydawnictwo Przemysłu Maszynowego „WEMA”, Warszawa, 1982.
- [6] Sozański J., *Niezawodność urządzeń i układów elektroenergetycznych*, PWN, Warszawa, 1974.
- [7] Sozański J., *Niezawodność zasilania energią elektryczną*, WNT, Warszawa, 1982.
- [8] Wróblewski Z., Siwak P., *Analiza trwałości eksploatacyjnej transformatorów o mocach od 25 kVA do 100 MVA*, Energetyka, 2008, 11, 770–774.

MONITORING I DIAGNOSTYKA W LINIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

Przedmiotem niniejszego referatu jest przedstawienie możliwości zastosowania technologii światłowodowych w różnych sektorach: przemyśle, energetyce zawodowej, budownictwie ogólnym oraz w systemach ochrony obwodowej.

W ramach opracowania omówiona zostanie budowa systemów światłowodowych oraz ogólne zasady ich działania z zastosowaniem włókien zarówno jednomodowych, jak i wielomodowych.

1. Wprowadzenie

W dobie cyfryzacji oraz dynamicznego rozwoju technologii światłowodowych coraz częściej pojawia się pytanie, „W jaki sposób trwale wdrożyć predykcyjne podejście do diagnostyki w energetyce zawodowej i środowisku przemysłowym?”. Szczególnie dotyczy to infrastruktury elektroenergetycznej, w której występowanie podwyższonej temperatury lub wibracji może świadczyć o nadchodzącej awarii i stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa ludzi oraz ciągłości pracy urządzeń i instalacji.

Odpowiedzią na te wyzwania są systemy monitoringu światłowodowego, w których włókno optyczne – zarówno jednomodowe, jak i wielomodowe – pełni rolę czujnika liniowego (sensora).

W zależności od wymaganej dokładności pomiarowej stosuje się odpowiedni typ włókna. Do identyfikacji zjawisk temperaturowych wykorzystuje się technologie rozproszeniowe – Ramana oraz Brillouina, które różnią się zarówno zakresem, jak i precyzją pomiaru.

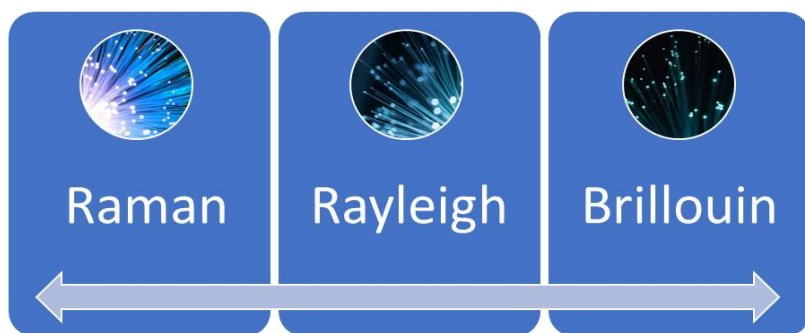
- Technologia Ramana umożliwia bardzo dokładny pomiar temperatury, stosowany np. w monitoringu kabli WN, SN. Przykładowe parametry to: rozdzielczość przestrzenna 1–2 m przy długościach toru optycznego odpowiednio do 20 km i 45 km, z dokładnością pomiaru temperatury na poziomie 1°C.
- Technologia Brillouina pozwala na monitorowanie temperatury i/lub odkształceń na znacznie większych odcinkach – nawet powyżej 200 km – jednak kosztem mniejszej dokładności (rozdzielczość przestrzenna od kilku do kilkudziesięciu metrów, dokładność temperatury rzędu kilku stopni Celsjusza).

Z tego względu technologie te znajdują zastosowanie w różnych środowiskach:

- Ramana – przede wszystkim w zastosowaniach lądowych, gdzie wymagana jest wysoka dokładność i szybka reakcja na lokalne przegrzania,
- Brillouina – głównie w środowiskach morskich lub na bardzo długich odcinkach infrastruktury, gdzie akceptowalna jest mniejsza rozdzielczość detekcji.

Kolejną technologią światłowodową, znajdującą zastosowanie w środowiskach przemysłowych, jest rozwiązanie oparte na rozpraszaniu Lorda Rayleigha. Wykorzystuje ono włókna światłowodowe jednomodowe i służy do detekcji zjawisk akustycznych oraz drgań mechanicznych w czasie rzeczywistym. Technologia ta umożliwia bardzo precyzyjną lokalizację zdarzeń z rozdzielczością przestrzenną sięgającą ok. 0,5 metra, przy zasięgu pomiarowym do 100 km toru optycznego. Dzięki temu znajduje ona coraz szersze zastosowanie w przemyśle i energetyce zawodowej, w szczególności w monitorowaniu infrastruktury krytycznej – takich jak linie kablowe, rurociągi, tunele techniczne, stacje elektroenergetyczne czy obiekty wymagające ochrony perymetrycznej.

W porównaniu z technologiami Ramana i Brillouina, które skupiają się na pomiarach temperatury i odkształceń, systemy Rayleigha dedykowane są przede wszystkim do detekcji drgań, wibracji oraz nieautoryzowanych ingerencji, stanowiąc tym samym istotny element systemów predykcyjnych i ochrony infrastruktury.



Rys. 1. Rodzaje technologii światłowodowych

2. Zasada działania systemów Therra DTS, stosowanych przez firmę SensoTransel

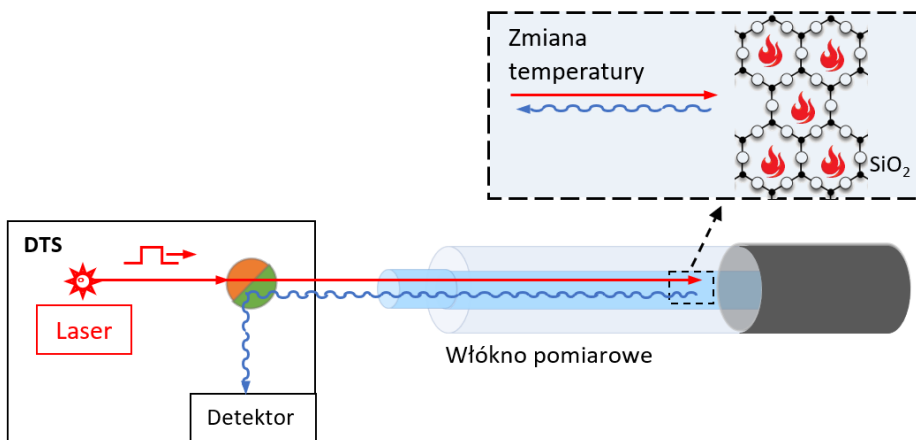
Systemy Therra DTS (Distributed Temperature Sensing), wykorzystywane przez firmę SensoTransel, działają w oparciu o zjawisko rozpraszania Ramana, zachodzące wewnątrz światłowodu zainstalowanego w monitorowanym obszarze. Włókno światłowodowe pełni w tym rozwiązaniu funkcję ciągłego, liniowego czujnika temperatury

(sesnora), bez potrzeby stosowania dodatkowego zasilania ani punktowej kalibracji w miejscu pomiaru.

Jednostka pomiarowa generuje impuls świetlny, który przemierza tor światłowodowy. Część tego sygnału ulega rozproszeniu i wraca w kierunku źródła – analizowane są zwłaszcza komponenty Stokesa i anty-Stokesa, z których wyodrębniane są informacje o lokalnej temperaturze wzdłuż całego odcinka.

Dzięki wysokiej rozdzielczości przestrzennej (do 1 metra) oraz dokładności pomiaru temperatury rzędu $\pm 1^\circ\text{C}$, systemy Therra DTS umożliwiają uzyskanie precyzyjnego, liniowego profilu temperaturowego w czasie rzeczywistym – na długości sięgającej nawet kilkudziesięciu kilometrów (45 km).

Systemy te znajdują szerokie zastosowanie m.in. w monitorowaniu linii kablowych WN i SN, transformatorów, tuneli, magazynów energii, a także wszędzie tam, gdzie występuje potrzeba ciągłej diagnostyki temperaturowej w trudnych warunkach środowiskowych.



Rys. 2. Tehnologia Ramana

2.1. Budowa typowego systemu Therra DTS

Typowy system Therra DTS (Distributed Temperature Sensing) składa się z kilku kluczowych komponentów:

- Jednostki pomiarowej – odpowiedzialnej za generowanie impulsów świetlnych oraz analizę sygnałów rozproszonych powracających z toru światłowodowego;
- Włókna światłowodowego – jednomodowego lub wielomodowego, pełniącego funkcję liniowego czujnika temperatury;

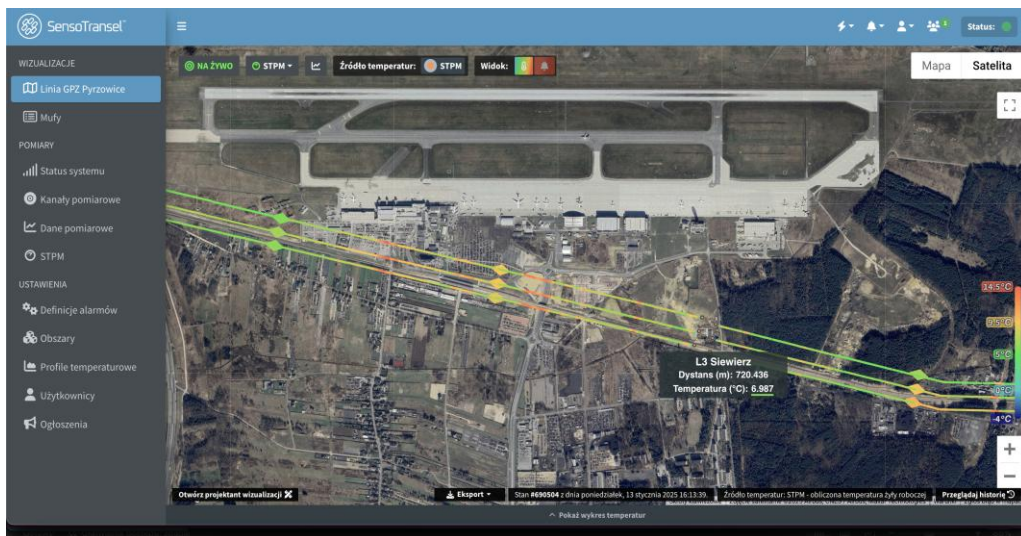
- Systemu komunikacyjnego – umożliwiającego integrację z nadrzędnymi systemami nadzoru i sterowania, takimi jak SCADA, BMS czy platformy diagnostyczne, zgodnie z obowiązującymi standardami komunikacyjnymi: DNP3, MODBUS, IEC 61850, OPC UA i innymi;
- Elementów wspomagających, takich jak: przemysłowe obudowy, serwery danych, zasilacze awaryjne (UPS), interfejsy wizualizacyjne (HMI), a także komponenty zapewniające redundancję i pełne zabezpieczenia w zakresie cyberbezpieczeństwa, zgodnie z aktualnymi normami i politykami IT.

System Therra DTS może obsługiwać wiele niezależnych stref pomiarowych, z możliwością indywidualnego definiowania progów ostrzegawczych i alarmowych. Dane pomiarowe prezentowane są w czasie rzeczywistym w formie wykresów i map temperaturowych, a ich długoterminowa archiwizacja umożliwia analizę trendów oraz ocenę stanu technicznego monitorowanych obiektów i instalacji.

W przypadku zmiany temperatury w określonej lokalizacji, Therra System oblicza zarówno dokładną temperaturę, jak i jego lokalizację.

Możliwości zastosowania systemów monitorujących Therra System są bardzo szerokie w różnych dziedzinach działalności:

- a) możliwość monitorowania procesów chemicznych, gdzie istotnym parametrem jest temperatura procesu,
- b) monitoring pracy oraz zarządzanie przesyłaniem energii w kablach WN i SN,
- c) możliwość monitorowania temperaturowego kabli energetycznych, transformatorów, innych urządzeń energetycznych energetyki zawodowej,
- d) monitoring temperatury urządzeń związanych z oświetleniem nawigacyjnym lotnisk,
- e) możliwość monitorowania np. paneli fotowoltaicznych, tras kablowych wyprawiających energię oraz urządzeń transformujących w OZE (magazyn energii elektrycznej),
- f) możliwość monitoringu i wczesnego alarmowania przed powstaniem pożarów endogenicznych w kopalniach,
- g) możliwość monitoringu i wczesnego alarmowania przed powstaniem pożarów w obiektach użyteczności publicznej (biurowce, metro, tunele itp.),
- h) możliwość monitoringu przeciwpożarowego urządzeń i obiektów infrastruktury elektroenergetycznej, rurociągów z ropą, gazem, chemikaliami i innymi mediami,
- i) możliwość monitoringu taśmociągów pod kątem detekcji zatartych rolek, temperatury silników napędowych,
- j) możliwość monitorowania kompletnych linii produkcyjnych celem zastąpienia pomiarów punktowych monitoringiem liniowym,
- k) wskazywanie w czasie rzeczywistym gorących punktów, odchyleń od standardu, innych zmian i zagrożeń temperaturowych,
- l) możliwość monitoringu dowolnego obiektu, w otoczenie którego można wprowadzić włókno światłowodowe.



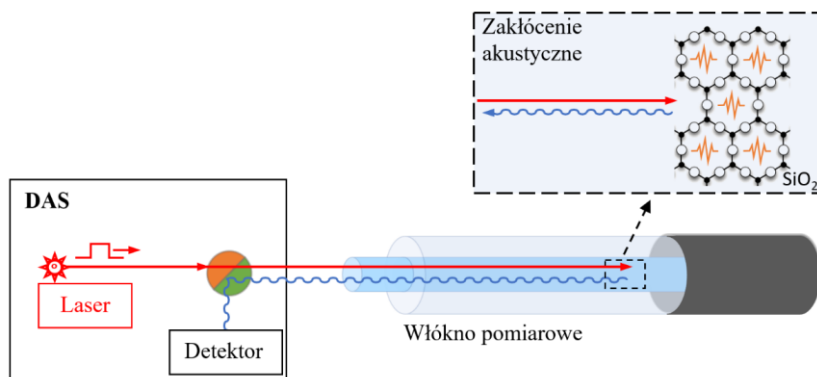
Rys. 3. Przykładowe zdjęcie monitoringu linii kablowej 110 kV

3. Acuamo System DAS – akustyczny system liniowego pomiaru wibracji

Technologią, która zyskuje coraz większe zainteresowanie w zastosowaniach przemysłowych i energetycznych, jest jednostka pomiarowa Acuamo System, określana również jako akustyczny system liniowego pomiaru wibracji. Rozwiązanie to umożliwia detekcję zjawisk akustycznych i drgań mechanicznych na dużych odległościach, nawet do 100 km, przy wykorzystaniu włókien światłowodowych jednomodowych.

Pomiar realizowany jest poprzez wprowadzenie wiązki światła laserowego do światłowodu pełniącego funkcję czujnika wibracji. Włókno to jest zintegrowane z monitorowanym obiektem lub umieszczone w jego bezpośrednim otoczeniu. Taka konfiguracja pozwala na bardzo precyzyjne odwzorowanie profilu akustycznego procesu technologicznego lub infrastruktury liniowej, umożliwiając wczesną detekcję zakłóceń, uderzeń, nieszczelności, wycieków, nieautoryzowanej obecności osób czy innych zdarzeń generujących drgania.

W przypadku zdarzeń akustycznych (wibracji) w określonej lokalizacji, Acuamo System DAS mierzy zarówno amplitudę sygnału, porównuje ją z zapisanymi i określa prawdopodobną przyczynę zdarzenia, jak i jego dokładną lokalizację.



Rys. 4. Technologia Lorda Rayleigha

Możliwości zastosowania systemów monitorujących Acuamo System są szerokie:

- a) monitoring drgań wokół elementów infrastruktury podziemnej, tj. kabli, rurociągów celem wskazania ich uszkodzenia np. na skutek ingerencji osób trzecich;
- b) monitoring ruchu kolejowego oraz infrastruktury kolejowej (torowiska, nasypy, wiadukty) zarówno pod kątem stanu infrastruktury kolejowej, jak i lokalizacji poszczególnych pojazdów kolejowych wraz z możliwością kontroli ich ruchu;
- c) monitoring taśmociągów, mostów, platform wiertniczych i innych konstrukcji stalowych i betonowych;
- d) wskazywanie w czasie rzeczywistym zagrożeń związanych z drganiami, takie jak nieautoryzowane wtargnięcie na tereny zamknięte dla obiektów:
 - wojskowych – poligony, jednostki wojskowe,
 - rządowych – ochrona budynków i granic,
 - cywilnych – lotniska, budynki użyteczności publicznej;
- e) wczesne wykrywanie zagrożeń sejsmicznych;
- f) możliwość monitoringu dowolnego obiektu, w otoczenie którego można wprowadzić włókno światłowodowe.

3.1. Przykładowa specyfikacja systemu do monitoringu wibracji (Acuamo System)

Podstawowe parametry techniczne systemu do liniowego monitoringu wibracji z wykorzystaniem światłowodu jednomodowego:

- a) maksymalna długość pojedynczego toru światłowodowego: 2×50 km–100 km;
- b) możliwość jednoczesnego monitorowania dwóch niezależnych kanałów pomiarowych (2×50 km) w urządzeniach wyposażonych w dwa niezależne lasery;
- c) zdolność do detekcji i lokalizacji zdarzeń akustycznych w promieniu co najmniej 10 m wokół osi światłowodu pomiarowego (np. ułożonego w gruncie);

- d) możliwość indywidualnego definiowania stref pomiarowych, poziomów alarmowych oraz kategorii zdarzeń przez użytkownika;
- e) długoterminowa archiwizacja danych pomiarowych – standardowo do 5 lat;
- f) wizualizacja wyników pomiarów w czasie rzeczywistym, z odwzorowaniem na mapie lub schemacie sytuacyjnym – zgodnie z wymaganiami użytkownika końcowego.

4. Korzyści z zastosowania systemów Therra DTS i Acuamo DAS

Zastosowanie systemów Therra System (monitoring temperatury) oraz Acuamo System (monitoring wibracji i akustyki) przynosi szereg korzyści technicznych i operacyjnych, z których najważniejsze to:

♦ **Automatyzacja i bezpieczeństwo:**

- Ograniczenie konieczności obecności personelu w strefach niebezpiecznych, trudno dostępnych lub szkodliwych dla zdrowia;
- Stały, automatyczny nadzór nad stanem instalacji – bez potrzeby ręcznego zbierania danych;
- Szybsze reagowanie na zmiany stanu technicznego, awarie i zdarzenia niepożądane;
- Możliwość predykcyjnego diagnozowania usterek oraz wczesne ostrzeżenie o stanach krytycznych.

♦ **Wielofunkcyjność i elastyczność zastosowań.**

Systemy oferują możliwość integracji wielu funkcji w ramach jednej infrastruktury światłowodowej, np.:

a) **Therra System:**

- jednoczesny pomiar temperatury linii kablowych, urządzeń elektroenergetycznych (np. transformatorów) oraz pomieszczeń technicznych,
- wykorzystanie wolnych kanałów pomiarowych do monitoringu przeciwpożarowego lub środowiskowego,
- możliwość pracy w strefach Ex (ATEX) bez konieczności zasilania w polu.

b) **Acuamo System:**

- integracja detekcji wibracji z systemem ochrony obwodowej (np. detekcja wtargnięcia, obecności osób),
- wykorzystanie do nadzoru obszarów przemysłowych, stref krytycznych i obiektów infrastruktury,
- zastosowanie w kolejnictwie – do lokalizacji pojazdów szynowych, detekcji zajętości torów oraz wsparcia dla systemów sterowania ruchem.

Biorąc pod uwagę korzyści wynikające z zastosowania zaawansowanych systemów monitoringu, w szczególności możliwość równoczesnego nadzoru różnych zjawisk

w ramach jednej technologii przy wykorzystaniu dostępnych, wolnych kanałów pomiarowych, można stwierdzić, że urządzenia Therra System i Acuamo System oferują znacznie szerszy zakres zastosowań, niż powszechnie się przyjmuje.

Co więcej, integracja obu technologii w ramach jednego, spójnego systemu, a następnie ich dalsze powiązanie z inteligentnymi platformami eksploatacyjnymi opartymi na sztucznej inteligencji, otwiera zupełnie nowe możliwości w zakresie kompleksowego nadzoru infrastruktury.

Połączenie systemów Therra i Acuamo z dodatkowymi narzędziami, takimi jak drony, roboty mobilne, czujniki środowiskowe czy klasyczne systemy wizyjne (np. kamery przemysłowe) – umożliwia wielowymiarową obserwację obiektów i procesów technologicznych, a także błyskawiczną reakcję na różnego rodzaju zdarzenia, zakłócenia i zagrożenia.

Literatura

Materiały Sensotransel Sp. z o.o.

OCHRONA ODGROMOWA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

Rozwój świadomości dotyczącej zabezpieczenia odgromowego obiektów budowlanych w ciągu ostatnich 10 lat spowodował powstanie wielu ośrodków z udziałem specjalistów zajmujących się tym zagadnieniem. Nowe technologie budowlane i instalacyjne, które nieustannie są wprowadzane i rozwijane stanowią wyzwania dla procesów inwestycyjnych, dla których potrzebne są interpretacje obowiązujących przepisów a niejednokrotnie ich zmiany lub nowe opracowania. Firma EL-SUN Konstrukcje zajmująca się projektowaniem, produkcją i wykonawstwem instalacji fotowoltaicznych i odgromowych stanowi szczególnie przykład łączenia tych dwóch branż. W tej firmie w zespole specjalistów prowadzi się właściwą koordynację pomiędzy instalacjami PV i LPS niezbędną dla zapewnienia bezpiecznego użytkowania instalacji fotowoltaicznych. W ciągu ostatnich lat, w związku z uwolnieniem w Polsce rynku fotowoltaicznego, powstało wiele firm zajmujących się tematyką OZE. Często początki funkcjonowania tych firm dotyczą tematów konstrukcyjnych. Ewolucje rozwoju zmieniają perspektywy i ambicje rozszerzania zakresu usług do kompletnych przedsięwzięć fotowoltaicznych. Wymaga to wiedzy elektrycznej dotyczącej instalacji elektrycznych, w tym ochrony odgromowej. Dlatego pełny zakres usług dotyczących instalacji fotowoltaicznych wymaga udziału specjalisty mającego wiedzę i doświadczenie w zakresie instalacji odgromowej.

1. Podstawy prawne

W dalszym ciągu podstawy prawne dotyczące zasad ochrony odgromowej, w świetle interpretacji prawnej Polskiego Komitetu Ochrony Odgromowej zawarte są w obowiązujących do stosowania normach [1]–[3]. To jest podstawowe źródło wiedzy technicznej, które podaje przepisy dotyczące projektowania i wykonawstwa instalacji odgromowych. Posługiwanie się innymi przepisami, niezgodnymi z podanym źródłem wiedzy są nieuprawnione. Równoległe z działaniami producenckimi związanymi z zapewnieniem elementów ochrony odgromowej zgodnych z obowiązującymi normami [1]–[3] obserwuje się działania dotyczące promocji i dystrybucji urządzeń odgromowych określanych jako alternatywne między innymi z tzw. aktywnym liderem. Instalacje wykonane przy użyciu urządzeń z aktywnym liderem, na podstawie wytycznych producentów, nie wymagają takich nakładów na instalację odgromową jak instalacje normatywne [1]–[3] przede wszystkim z uwagi na wymiarowania stref ochronnych znacznie większe niż normatywne [1]–[3]. Jednak w Polsce takie instalacje cały czas powstają mimo

stanowiska Polskiego Komitetu Odgromowego w tej sprawie. Może dlatego, że do tej pory nie było precedensu sądowego, który by na poziomie prawnym wstrzymał takie działania. Należy jedna pamiętać, że odpowiedzialność zawodowa w budownictwie członków procesu budowlanego za obiekt trwa od fazy projektowej do jego rozbiórki. W przypadku sporu prawnego dotyczącego roszczeń z tytułu uszkodzeń obiektu lub utraty zdrowia i życia mogą nastąpić weryfikacje zastosowanych rozwiązań budowlanych mające wpływ na wynik postępowania.

2. Specyfikacja instalacji fotowoltaicznych

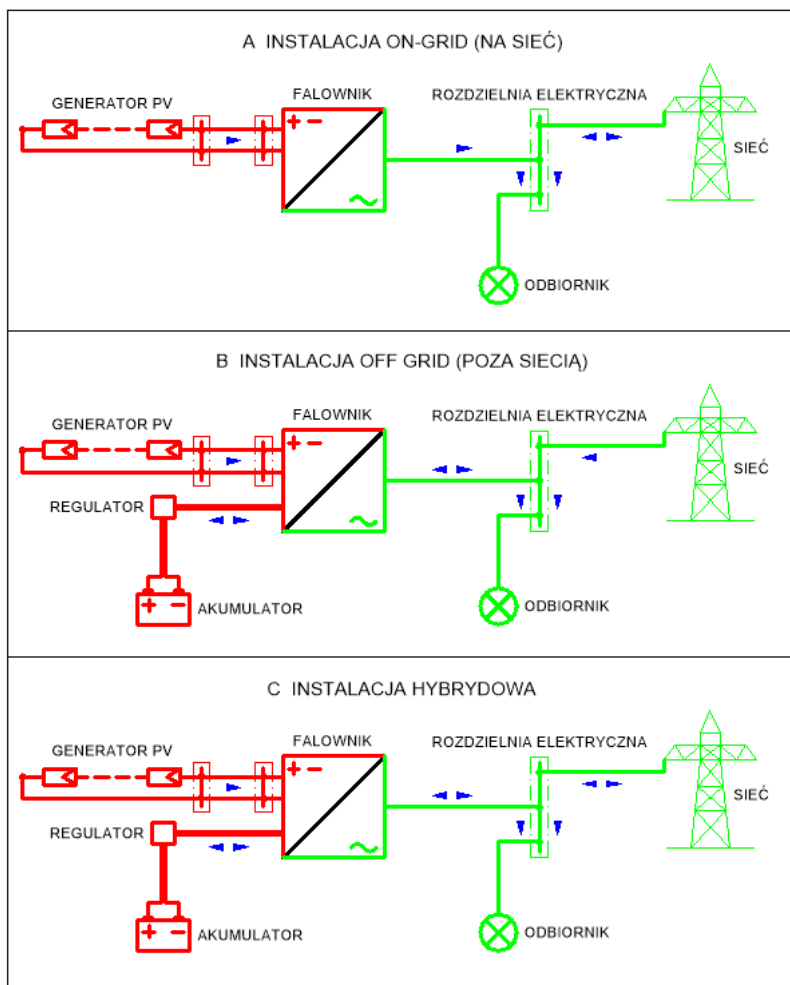
Instalacje fotowoltaiczne mogą być budowane na podstawie ewentualnych decyzji administracyjnych oraz warunków technicznych danego operatora wspólnych sieci elektroenergetycznych. Instalacje fotowoltaiczne do 150 kWp (nazywane mikroinstalacjami) nie wymagają uzyskania pozwolenia na budowę (wcześniej do 50 kWp) z zastrzeżeniem, kiedy ich montaż wiąże się z przebudową i rozbudową obiektu oraz są montowane na konstrukcji o wysokości nieprzekraczającej 3 m lub dachu budynku mieszkalnego. Zgłoszenie instalacji fotowoltaicznej wymagane jest dla instalacji fotowoltaicznych od 50 kWp do 150 kWp. Instalacje telemechaniki pomiędzy instalacjami fotowoltaicznymi a wspólną siecią elektroenergetyczną konieczne są dla mocy od 50 kWp. Powyżej mocy 6,5 kWp projektowane instalacje fotowoltaiczne należy uzgodnić z rzeczoznawcą ppoż.

Generatory fotowoltaiczne składają się z zespołu urządzeń, które połączone ze sobą instalacyjnie wpięte są do instalacji elektrycznych wewnętrznych dostarczają energię elektryczną do odbiorników lub przesyłają ją do wspólnej sieci elektroenergetycznej.

Głównymi elementami instalacji fotowoltaicznych są moduły, w których energia słoneczna przetwarzania jest na energię elektryczną. To źródło wytwarza przy obciążeniu prąd stały, który na potrzeby instalacji wewnętrznych zmienia prąd stały na zmienny o parametrach użytkowych dostosowanych do parametrów we wspólnej sieci elektroenergetycznej.

Dla kompletności wyposażenia i stosownej ochrony przeciwpożarowej, przeciwporażeniowej i przepięciowej w odpowiednich punktach instalacji fotowoltaicznej muszą być zabudowane rozdzielnice wyposażone we właściwą aparaturę ruchową i zabezpieczającą.

W branży fotowoltaicznej operuje się nazwami związanymi z rodzajem prądu, który przy obciążeniu płynie w ich obwodach. Rozdzielnice AC dotyczą obwodów niskiego napięcia przyłączonych do głównych lub obiektowych rozdzielni wewnętrznych. Rozdzielnice AC łączone są z falownikami lub grupami falowników. W rozdzielnicach AC zabudowana jest aparatura sygnalizacyjna, ruchowa, przeciwporażeniowa i przepięciowa. Każdy falownik ma oddzielne połączenie przewodowe i zabezpieczenie przeciwporażeniowe w rozdzielnicy AC.



Rys. 1. Rodzaje pracy instalacji fotowoltaicznych w odniesieniu do sieci elektroenergetycznych

Najczęściej ochrona przepięciowa w rozdzielnicach AC i DC stosowana jest na poziomie typu 1+2. Taki poziom ochrony przepięciowej przyjmowany jest w przypadku braku spełnienia warunku dopuszczalnych odstępów izolacyjnych pomiędzy instalacją odgromową a innymi instalacjami, obudowami i konstrukcjami powiązanymi metalicznie z odbiornikami energii elektrycznej.

Przy falownikach na odpływach w kierunku modułów fotowoltaicznych instaluje się rozdzielnice DC z aparaturą przeciwporażeniową (w przypadku ilości stringów powyżej 2) i przepięciową. W przypadku odległości pomiędzy falownikami a modułami fotowoltaicznymi powyżej 10 m należy instalować następne rozdzielnice DC z aparaturą przepięciową.

Przy przejściach obwodów DC przez ściany lub dachy, gdzie będą lokalizowane moduły fotowoltaiczne należy instalować certyfikowane wyłączniki przeciwpożarowe.

Instalacje fotowoltaiczne są dzisiaj szeroko stosowane w budownictwie w różnych formach. Montaż instalacji fotowoltaicznych wykonuje się na dachach i elewacjach obiektów budowlanych. W budynkach wielokondygnacyjnych z oddzieleniami pożarowymi między kondygnacjami wymagane jest oddzielenie pożarowe na całej powierzchni elewacji objętej zabudową instalacji fotowoltaicznej.

Instalacje fotowoltaiczne na gruncie instaluje się na specjalnych stalowych konstrukcjach w postaci kompletnych stołów lub szeroko powierzchniowych farm.

3. Rozwiązania w zakresie ochrony odgromowej instalacji fotowoltaicznych

Zasady projektowania i budowy ochrony odgromowej instalacji fotowoltaicznych określone są w podanych obowiązkowych przepisach [1]–[3]. Z nich wynikają wszystkie parametry niezbędne dla prawidłowej pracy instalacji odgromowej. Poziomy podstawowych parametrów określone są wynikowo w obliczeniach analizy ryzyka. Dla instalacji fotowoltaicznych przyjmuje się zwykle klasę ochrony odgromowej LPS III. Dla obiektów budowlanych, na których instalacja fotowoltaiczna ma być zainstalowana klasa wynikowa LPS zależy od uzgodnienia z użytkownikiem lub projektantem obiektu formularza danych i wykonania iteracyjnych obliczeń analizy ryzyka z zastosowaniem jego redukcji do wartości tolerowanej.

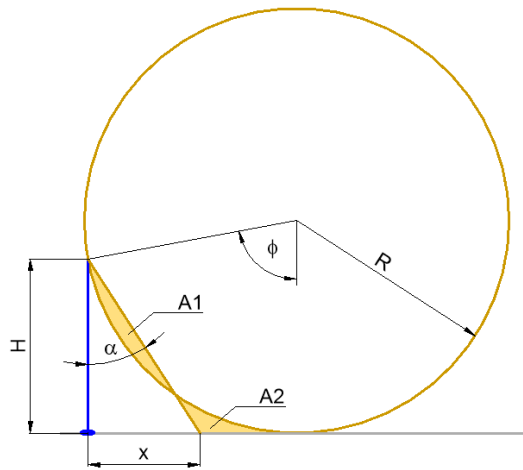
Obliczenia analizy ryzyka wynikowo podają podstawowe parametry wyjściowe do projektowania i wykonania ochrony odgromowej instalacji fotowoltaicznej.

Tabela 1. Parametry do wymiarowania w stref ochronnych w metodzie oczkowej i toczonej kuli

Klasa LPS	Wymiary oczka siatki zwodów [m]	Promień toczonej kuli [m]
I	5 x 5	20
II	10 x 10	30
III	15 x 15	45
IV	20 x 20	60

Instalacje fotowoltaiczne można zabezpieczać instalacją odgromową wyizolowaną z ich środowiska lub metalicznie z nim powiązaną. Elementy przeznaczone do odbioru wyładowania piorunowego najczęściej iglice lub maszty powiązane z pozostałymi ele-

mentami, takimi jak przewody odprowadzające, uziemiające, złącza kontrolne i uziemienie przenikające się funkcjonalnie w zależności od specyfiki obiektu. Maszty i iglice odgromowe należy tak usytuować względem modułów fotowoltaicznych, aby nie dopuścić na ich powierzchni do takiej koncentracji cienia, która skutkowałaby wyłączeniem całego stringu. W uzasadnionych przypadkach braku możliwości uniknięcia tego zjawiska należy zamontować odpowiednio optymalizatory bocznikujące zacieniony moduł fotowoltaiczny, umożliwiające dalszą pracę stringu.



Rys. 2. Wzajemna relacja pomiędzy metodą toczonej kuli i kąta ochronnego

$$A1 = A2, \quad (1)$$

$$\alpha = \arctan\left(\frac{x}{H}\right), \quad (2)$$

$$\phi = \arccos\left(1 - \frac{H}{R}\right) \quad (3)$$

$$\frac{x}{H} = \frac{R}{H} \sin \phi - \left(\frac{R}{H}\right)^2 (\phi - \sin \phi). \quad (4)$$

Uziomy dla farm fotowoltaicznych należy budować zgodnie z obecną wiedzą inżynierską jako uziomy kratowe o określonych wymiarach oczek. W tym przypadku wymiary siatki oczek kraty uziomowej należy przyjmować od 20×20 m do 40×40 m w zależności od możliwości ekonomicznych inwestycji [7].

Elementy instalacji fotowoltaicznych obiektowe i liniowe muszą być skoordynowane ze wszystkimi projektowanymi i istniejącymi instalacjami, obiektami i urządzeniami, również z instalacją odgromową. Przy projektowaniu instalacji odgromowej należy

określić możliwe strefy i korytarze techniczne do zabudowy instalacji odgromowej na podstawie założeń producenta konstrukcji i modułów fotowoltaicznych.



Fot. 1. Przykład ochrony odgromowej instalacji fotowoltaicznej w wykonaniu EL-SUN

4. Wnioski

Prawidłowa instalacja odgromowa zapewnia instalacjom fotowoltaicznym bezpieczne ich użytkowanie. Na każdym etapie inwestycyjnym od projektowania do wykonawstwa wymaga ona udziału uprawnionego specjalisty z branży elektrycznej z odpowiednim doświadczeniem w tym obszarze.

Literatura

- [1] PN-EN 62305-1:2011. *Ochrona odgromowa – Część 1: Zasady ogólne.*
- [2] PN-EN 62305-2:2012. *Ochrona odgromowa – Część 2: Zarządzanie ryzykiem.*
- [3] PN-EN-62305-3:2011. *Ochrona odgromowa – Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*
- [4] PN-EN 62305-4:2011. *Ochrona odgromowa – Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach.*
- [5] PN-EN 62561-1:2017. *Elementy urządzenia piorunochronnego (LPSC) – Część 1: Wymagania dotyczące elementów połączeniowych.*
- [6] Stanowisko Polskiego Komitetu Ochrony Odgromowej SEP z dnia 13 września 2017 r. w sprawie braku zwiększonej skuteczności ochrony odgromowej tzw. zwodów aktywnych w stosunku do określonej w serii norm PN-EN 62305, URL: <https://pkoo.sep.warszawa.pl/?p=36>, dostęp 19.08.2024 r.
- [7] DIN EN 62305-3. Beiblatt 5. *Ochrona odgromowa instalacji i ludzi. Suplement 5. Ochrona odgromowa i przepięciowa systemów zasilania fotowoltaicznego.*

ANALIZA WPLYWU MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH NA PARAMETRY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH NISKIEGO NAPIĘCIA

Wzrost liczby instalacji fotowoltaicznych (PV) przyłączanych do sieci niskiego napięcia (nn) powoduje szereg problemów technicznych związanych z jakością energii elektrycznej oraz stabilnością pracy sieci elektroenergetycznej. Do najczęściej występujących zakłóceń należą: przepięcia, odchylenia napięcia, problemy z kompensacją mocy biernej oraz zjawisko odwróconego przepływu mocy.

Referat omawia źródła tych problemów oraz prezentuje skuteczne sposoby ich ograniczania. W referacie przedstawiono szczegółową analizę tych zakłóceń, a także omówiono obowiązujące wymagania prawne i techniczne, w szczególności dotyczące jednostek wytwórczych typu A, zgodnie z Kodeksem Sieci (NC RfG) i wytycznymi operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Zaprezentowano również szereg rozwiązań ograniczających negatywne skutki przyłączania dużej liczby źródeł PV na parametry sieci elektroenergetycznej. Propozycje te podzielono na działania możliwe do realizacji przez operatora systemu oraz użytkownika instalacji. Celem referatu jest przedstawienie kompleksowego podejścia do zapewnienia stabilnej i bezpiecznej pracy sieci nn w warunkach rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii.

1. Wprowadzenie

Rozwój odnawialnych źródeł energii, w szczególności mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV), stanowi istotny element transformacji energetycznej w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Wzrost liczby instalacji PV przyłączanych do sieci niskiego napięcia przynosi liczne korzyści środowiskowe i ekonomiczne, ale jednocześnie stawia nowe wyzwania przed operatorami systemów dystrybucyjnych. Jednym z głównych obszarów problemowych jest jakość energii elektrycznej oraz stabilność pracy lokalnych sieci elektroenergetycznych.

Zgodnie z rozporządzeniem Komisji Unii Europejskiej (NC RfG) [1], jednostki wytwórcze dzielą się na typy A, B, C i D, w zależności od ich mocy i poziomu napięcia w miejscu przyłączenia do sieci. Moduły typu A to najmniejsze instalacje, do 200 kW, zwykle podłączane do sieci niskiego napięcia – należą do nich głównie instalacje przemienne. Typ B obejmuje większe źródła, o mocy do 50 MW, zazwyczaj przyłączane do sieci średniego napięcia [1].

Ponadto OSD w swoich dokumentach zawierających wymagania dla jednostek typu A przyłączanych do sieci [2]–[6] zdefiniowali mikroinstalację jako instalację o mocy do 50 kW, podłączoną do sieci o napięciu poniżej 110 kV. Z reguły są to instalacje podłączone do sieci nn o napięciu 230/400 V. Charakteryzują się one dużą zmiennością generacji zależną od warunków atmosferycznych oraz często niewielką korelacją z lokalnym zużyciem energii.

Wraz ze wzrostem liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych przyłączanych do sieci niskiego napięcia, obserwuje się szereg zjawisk technicznych, które mogą negatywnie wpływać na jakość energii elektrycznej [7] oraz stabilność pracy systemu elektroenergetycznego. Problemy te wynikają z charakterystyki źródeł rozproszonych, ich zmienności generacji oraz ograniczonych możliwości adaptacyjnych sieci nn, które pierwotnie projektowane były do jednokierunkowego przesyłu energii od źródła centralnego do odbiorców końcowych.

Generacja energii elektrycznej w mikroinstalacjach PV jest silnie uzależniona od warunków nasłonecznienia. W okresach dużej produkcji, przy niskim lokalnym zapotrzebowaniu, może dochodzić do lokalnych wzrostów napięcia powyżej dopuszczalnych norm (zgodnie z PN-EN 50160 $\pm 10\%$ napięcia znamionowego sieci). Powoduje to m.in. automatyczne wyłączanie falowników PV (funkcja overvoltage protection), co prowadzi do strat energii oraz zmniejszenia efektywności pracy systemu. Problem ten uwypukla się w sieciach o wysokiej impedancji, zwłaszcza w przypadku długich linii kablowych lub napowietrznych. Szybkie zmiany mocy generowanej przez PV, spowodowane np. przechodzącymi chmurami, mogą prowadzić do chwilowych wahań napięcia. Na rys. 1. Przedstawiono fragment sieci elektroenergetycznej z dużą liczbą źródeł PV, na którym zobrazowano obszary podwyższonej wartości napięcia.

Przy dużym udziale mocy generowanej przez instalacje PV może dojść do sytuacji, w której ilość energii wprowadzanej do sieci przekracza lokalne zapotrzebowanie. Wówczas pojawia się zjawisko odwróconego przepływu mocy – energia zaczyna płynąć w kierunku transformatora lub wyższych poziomów napięcia [8], [9]. Może to prowadzić do przeciążeń elementów sieci oraz zwiększonych strat przesyłowych.

Dotychczasowe zabezpieczenia w sieci nn projektowane były przy założeniu jednoźródłowego zasilania. Wprowadzenie źródeł rozproszonych wymaga weryfikacji i modernizacji systemu zabezpieczeń, ponieważ zjawiska, takie jak zmiany kierunku zasilania czy nowe punkty generacji mogą zakłócać selektywność działania istniejących zabezpieczeń elektroenergetycznych.

Wymagania techniczne i prawne dotyczące zarówno operatorów systemów dystrybucyjnych, jak i użytkowników instalacji fotowoltaicznych (a szerzej – jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci) zostały określone w kilku kluczowych dokumentach, zarówno na poziomie europejskim, jak i krajowym.



Rys. 1. Fragment sieci elektroenergetycznej z instalacjami fotowoltaicznymi

Na poziomie europejskim najważniejszym dokumentem jest Kodeks Sieciowy w zakresie przyłączy jednostek wytwórczych (Network Code on Requirements for Generators, NC RfG) [1]. Jest to rozporządzenie Komisji Europejskiej, które obowiązuje bezpośrednio we wszystkich państwach członkowskich Unii Europejskiej. NC RfG określa wymagania techniczne dotyczące przyłączania do sieci nowych jednostek wytwórczych. W dokumencie tym zawarte są m.in. wymagania dotyczące zdolności do pracy przy określonych poziomach napięcia i częstotliwości, zdolności do wsparcia sieci w sytuacjach awaryjnych (np. poprzez regulację mocy biernej) oraz wymogi związane z zachowaniem ciągłości pracy podczas zakłóceń w sieci.

Kolejnym aktem prawnym obowiązującym w Polsce jest Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 czerwca 2023r. w sprawie wymagań technicznych, warunków przyłączania oraz współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym [10].

Dodatkowo PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) w 2018 roku opublikowały Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), PSE S.A., Konstancin-Jeziorna, dn. 18.12.2018. Nowa wersja Wymogów Ogólnego Stosowania NC RfG,

z 2025 roku, wprowadza doprecyzowanie klasyfikacji typów jednostek wytwórczych oraz rozszerzone wymagania techniczne, szczególnie dla typów A–C i instalacji OZE. Uregulowano kwestie modernizacji istniejących instalacji, certyfikacji oraz dokumentacji technicznej [11]–[12].

W katalogu Polskich Norm występują normy PN-EN 50549-1:2019 oraz PN-EN 50549-2:2019 dotyczące przyłączania do sieci dystrybucyjnej nn i SN instalacji wytwórczych aż do typu B włącznie.

Na poziomie krajowym szczegółowe wymagania wynikające z NC RfG doprecyzowują wytyczne operatorów systemów dystrybucyjnych. Są to dokumenty opracowywane takie jak Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) [15]–[19], zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji [2]–[6]. Wytyczne te zawierają m.in. szczegółowe procedury przyłączania źródeł do sieci, wymagania dotyczące parametrów pracy falowników, warunków technicznych i formalnych przyłączenia oraz obowiązki eksploatacyjne właściciela instalacji po jej uruchomieniu. Dodatkowym dokumentem wydawanym przez poszczególnych OSD są Warunki Przyłączenia, w których określone są szczegółowe wymagania jakie musi spełniać przyłączany podmiot, aby przyłączyć instalację do sieci.

2. Sposoby ograniczania negatywnego wpływu mikroinstalacji PV przez OSD

W odpowiedzi na rosnącą liczbę przyłączy mikroinstalacji fotowoltaicznych, operatorzy systemów dystrybucyjnych wdrażają szereg rozwiązań technicznych mających na celu zapewnienie stabilności napięciowej, poprawę jakości energii elektrycznej oraz zwiększenie przepustowości sieci.

Jednym ze sposobów jest zastosowanie transformatorów z regulacją napięcia pod obciążeniem (OLTC). Transformator z przełącznikiem zaczepów pod obciążeniem (ang. *On Load Tap Changer*, OLTC) umożliwia dynamiczną regulację napięcia wtórnego bez konieczności odłączania go od obciążenia. W kontekście integracji rozproszonych źródeł energii, takich jak PV, OLTC pozwala na kompensację odchyłeń napięcia wynikających z lokalnej nadprodukcji. Regulacja odbywa się automatycznie na podstawie pomiarów napięcia i/lub mocy przesyłanej przez transformator, co zwiększa zdolność adaptacyjną stacji transformatorowej do zmieniających się warunków pracy sieci.

Tradycyjna topologia sieci niskiego napięcia oparta jest na strukturze promieniowej, w której energia przepływa w jednym kierunku – od stacji transformatorowej do odbiorców końcowych. Taka struktura jest mało elastyczna w przypadku wprowadzania źródeł rozproszonych, zwłaszcza w dużym zagęszczeniu. Wprowadzenie topologii pętlowej lub zamkniętej umożliwia wielokierunkowy przepływ mocy, co poprawia bilans energetyczny w lokalnych odcinkach sieci, redukuje lokalne przeciążenia i umożliwia

skuteczniejszą dystrybucję mocy z mikroinstalacji PV. Dodatkowo zwiększa się niezawodność zasilania – możliwe staje się np. przełączenie odbiorców na inne źródło w przypadku awarii.

Uzupełnieniem zmian topologicznych jest optymalizacja przekrojów kabli w istniejących liniach oraz stworzenie standardów wymuszających projektowanie linii o większych przekrojach. Zwiększenie przekroju przewodów prowadzi do obniżenia ich impedancji, co przekłada się na:

- mniejsze spadki napięcia w warunkach dużych przepływów mocy (zarówno pobieranej, jak i oddawanej do sieci);
- zredukowanie wzrostów napięcia spowodowanych lokalną nadprodukcją energii z PV;
- zmniejszenie strat przesyłowych, co poprawia efektywność energetyczną całej sieci.

W przypadku lokalnych przeciążeń i znacznych odchyłeń napięcia, wymiana odcińków linii o małym przekroju na kable o większym przekroju może znacząco poprawić warunki napięciowe i umożliwić przyłączenie kolejnych mikroinstalacji bez naruszania norm jakości energii.

Magazyny energii elektrycznej, w szczególności w technologii akumulatorowej (np. litowo-jonowej), stają się coraz częściej wykorzystywanym narzędziem wspierającym pracę systemów dystrybucyjnych w warunkach rosnącej liczby instalacji źródeł odnawialnych. Dla OSD pełnią one funkcję elastycznego bufora, umożliwiającego kompensację nadwyżek generacji z mikroinstalacji PV oraz stabilizację parametrów sieciowych. Magazyny energii mogą być instalowane w kluczowych punktach sieci niskiego lub średniego napięcia, gdzie występują problemy z:

- lokalnym przekroczeniem napięcia w okresach nadprodukcji energii z PV;
- szybkimi zmianami obciążenia lub generacji, powodującymi fluktuacje napięć i prądów;
- niewystarczającą chłonnością sieci, ograniczającą możliwość przyłączania kolejnych źródeł OZE.

Z punktu widzenia stabilności pracy sieci, magazyny energii mogą pełnić następujące funkcje operacyjne:

- bilansowanie lokalne – odbiór nadmiaru energii z mikroinstalacji w czasie szczytu produkcji i jej oddawanie w czasie zwiększonego zapotrzebowania;
- regulacja napięcia – poprzez kontrolowane pobory lub zasilania mocy czynnej i/lub biernej, magazyn może wspierać utrzymanie napięcia w dopuszczalnych granicach;
- wsparcie jakości energii (PQ) – szybkie reakcje magazynów umożliwiają tłumienie skoków napięcia, flickerów czy kompensację chwilowych zakłóceń.

Dodatkowo, magazyny energii mogą być zintegrowane z systemami SCADA i wykorzystywane w ramach szerszych strategii zarządzania siecią, umożliwiając dyna-

miczne sterowanie obciążeniem i generacją. Coraz częściej rozważa się też ich wykorzystanie w usługach systemowych, np. jako rezerwę mocy regulacyjnej lub do udziału w lokalnych rynkach mocy.

Operator systemu dystrybucyjnego może skutecznie wpływać na stabilność napięcia w sieciach niskiego i średniego napięcia poprzez instalację kompensatorów mocy biernej [20]. W kontekście rosnącej liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, w których falowniki zwykle nie są w stanie skompensować energii biernej w sieci elektroenergetycznej, prowadzi to do lokalnych problemów napięciowych, takich jak wzrosty lub spadki napięcia. W przypadku nadwyżki mocy sieć ma charakter pojemnościowy w związku z czym napięcie wzrasta. W takim przypadku należy zainstalować kompensatory indukcyjne, które będą odbiorcą mocy biernej odpowiednio obniżając napięcie

Do kompensacji mocy biernej można także zastosować urządzenia energoelektroniczne, takie jak statyczne kompensatory mocy biernej (SVC) oraz kompensatory synchroniczne (STATCOM). Urządzenia te umożliwiają dynamiczną i płynną regulację mocy biernej w czasie rzeczywistym, charakteryzując się krótkim czasem reakcji i wysoką precyzją działania. Integracja takich rozwiązań z systemami monitoringu i automatyki, jak SCADA, pozwala na adaptacyjne zarządzanie napięciem w zależności od chwilowych warunków obciążenia i generacji.

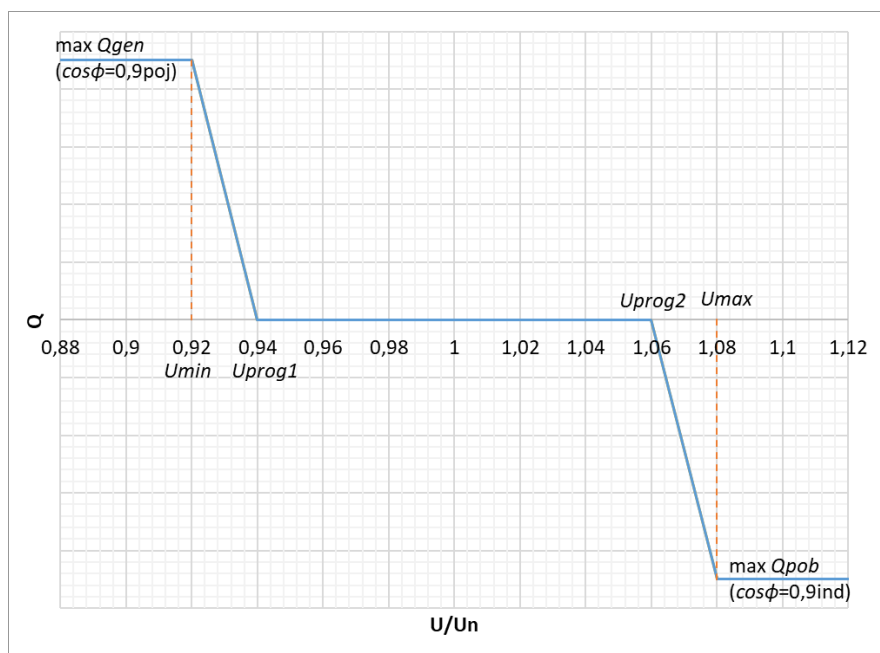
Zastosowanie kompensacji mocy biernej przez OSD przyczynia się nie tylko do stabilizacji napięcia, ale również do zmniejszenia strat przesyłowych, poprawy efektywności energetycznej sieci i zwiększenia jej zdolności do przyjmowania energii z mikroinstalacji PV. Dzięki temu możliwe jest ograniczenie kosztownych inwestycji w infrastrukturę oraz zapewnienie zgodności z wymaganiami norm jakości energii.

3. Sposoby ograniczania negatywnego wpływu mikroinstalacji PV przez właściciela instalacji

Właściciel mikroinstalacji fotowoltaicznej może podjąć szereg działań, które pomagają zapobiegać przekroczeniom dopuszczalnych wartości napięcia w punkcie przyłączenia do sieci niskiego napięcia. Jednym z najważniejszych elementów jest odpowiednia konfiguracja falownika. Nowoczesne falowniki umożliwiają pracę z funkcjami regulacji napięcia takimi jak: sterowanie mocą bierną w zależności od poziomu napięcia (charakterystyka $Q(U)$), automatyczna redukcja mocy czynnej w przypadku wzrostu napięcia (charakterystyka $P(U)$) oraz warunku automatycznego przyłączenia modułu wytwarzania do sieci, w których określono między innymi dopuszczalny przyrost generowanej mocy czynnej wynoszący 10% mocy maksymalnej na minutę.

OSD w IRiESD określił wymagania w zakresie regulacji mocy biernej dla mikroinstalacji definiując trzy tryby pracy:

- tryb podstawowy: sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia ($Q(U)$) (rys. 2),
- tryb alternatywny: sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej $-\cos\phi(P)$ (rys. 3),
- tryb dodatkowy: $\cos\phi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos\phi = 0,9 \text{ ind}$ do $\cos\phi = 0,9 \text{ poj.}$

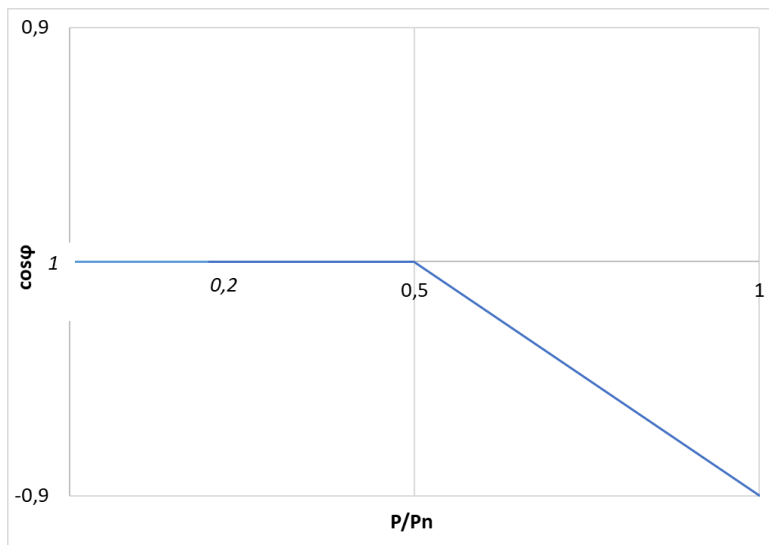


Rys. 2. Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników przyłączonych do sieci trójfazowo

Wykorzystanie falownika fotowoltaicznego do kompensacji mocy biernej może w znaczący sposób wpłynąć na stabilność napięciową w miejscu przyłączenia instalacji do sieci [21].

Drugim istotnym sposobem przeciwdziałania wzrostom napięcia jest zwiększenie autokonsumpcji energii wytwarzanej przez mikroinstalację. Ograniczenie ilości energii oddawanej do sieci redukuje lokalne wzrosty napięcia, co można osiągnąć poprzez instalację urządzeń zużywających energię elektryczną w czasie rzeczywistej produkcji, takich jak pompy ciepła, bojler elektryczny czy klimatyzatory.

Wykorzystanie domowych magazynów energii pozwala z kolei buforować nadwyżki energii w ciągu dnia i wykorzystywać je wieczorem, co dodatkowo zmniejsza obciążenie sieci w godzinach szczytowej generacji PV. W tym celu coraz częściej stosuje się również systemy zarządzania energią, które automatycznie dostosowują pracę odbiorników do dostępnej produkcji.



Rys. 3. Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy w funkcji generowanej mocy czynnej

Właściciel mikroinstalacji może również rozważyć zastosowanie systemu hybrydowego, pracującego w trybie wyspowym (off-grid), w którym energia wytworzona przez instalację PV zasila wyłącznie odbiorniki wewnętrzne, z pominięciem sieci zewnętrznej. Takie rozwiązanie, szczególnie w połączeniu z magazynem energii, pozwala na utrzymanie ciągłości pracy instalacji nawet w przypadku niestabilnych warunków napięciowych w sieci. W niektórych przypadkach stosowane są także systemy typu „zero feed-in”, które całkowicie eliminują oddawanie energii do sieci, utrzymując pracę instalacji w granicach lokalnego zużycia.

4. Wnioski

Przylączenie mikroinstalacji PV do systemu elektroenergetycznego ma znaczący wpływ na jakość energii elektrycznej. Głównym problemem są przede wszystkim odchylenia napięcia i wyłączanie instalacji poprzez zadziałanie zabezpieczeń nadnapięciowych. Ma to negatywny wpływ na opłacalność inwestycji w instalacje PV. W tabeli 1 zestawiono metody ograniczania negatywnych skutków dużej liczby instalacji PV na jakość energii elektrycznej, z podziałem na działania mogące być podjęte przez OSD oraz użytkownika instalacji. Dla zapewnienia stabilnej i bezpiecznej pracy sieci w warunkach dynamicznego wzrostu rozwoju energetyki prosumenckiej niezbędne jest jednoczesne wykorzystanie wielu metod.

Tabela 1. Metody ograniczania wpływu mikroinstalacji PV na parametry jakości energii

Odpowiedzialność	Metody stabilizacji napięcia w sieci
Operator Systemu Dystrybucyjnego	• Stosowanie transformatorów z regulacją napięcia pod obciążeniem (OLTC) • Zmiana topologii sieci z promieniowej na pętlową lub zamkniętą • Zwiększanie przekrojów przewodów w liniach • Instalacja magazynów energii w kluczowych punktach sieci • Instalacja kompensatorów mocy biernej (baterie kondensatorów, dławiki, SVC, STATCOM) • Dynamiczne sterowanie siecią (systemy SCADA)
Użytkownik instalacji	• Konfiguracja falownika (funkcje Q(U), P(U)) • Zwiększenie autokonsumpcji (np. praca pomp ciepła, bojlerów w czasie produkcji PV) • Wykorzystanie domowych magazynów energii • Stosowanie systemów hybrydowych lub trybu „zero feed-in”

Dokumenty takie jak NC RfG, Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2023 roku, wytyczne OSD oraz norma PN-EN 50549-1:2019 wprowadzają obowiązki, które ograniczają negatywny wpływ mikroinstalacji na jakość energii elektrycznej. Ich skuteczne wdrożenie i respektowanie przez właścicieli instalacji oraz OSD jest niezbędne dla utrzymania jakości energii i bezpieczeństwa pracy sieci.

Literatura

- [1] Kodeks sieciowy (NC RfG) Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14.04.2016 ustanawiające kodeks wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. (Dz.U. UE L 112/1 z 27.4.2016).
- [2] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji ENEA Operator Sp. z o.o.
- [3] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji TAURON Dystrybucja S.A – wersja z 31.12.2019 r.
- [4] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji PGE Dystrybucja S.A – wersja 2, 01.01.2020 r.
- [5] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji ENERGA Operator S.A – wersja z 23.01.2020 r.
- [6] Zbiór wymagań dla modułów wytwarzania energii typu A, w tym mikroinstalacji STOEN Operator Sp. z o.o. – wersja z 25.10.2019 r.
- [7] Pijarski P., Kacejko P., Adamek S., *Analysis of Voltage Conditions in Low Voltage Networks Highly Saturated with Photovoltaic Micro Installations*, Acta Energetica, 2018, (03), 4–9.
- [8] Grzymkowska M., Klucznik J., *The Impact of Micro-Sources on Voltage Distortions in a Power Grid*, Acta Energetica, 2020, (03), 62–75.
- [9] Demirel G., Grafenhorst S., Förderer K., Hagenmeyer V., *Impact and Integration of Mini Photovoltaic Systems on Electric Power Distribution Grids*, arXiv preprint arXiv:2404.02763.
- [10] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 czerwca 2023r. w sprawie wymagań technicznych, warunków przyłączania oraz współpracy mikroinstalacji z systemem elektroenergetycznym; Załącznik nr 1 Szczegółowe wymagania techniczne w zakresie przyłączania mikroinstalacji do

sieci oraz warunki jej współpracy z systemem elektroenergetycznym i szczegółowe warunki przyłączenia mikroinstalacji do sieci.

- [11] Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), PSE S.A., 05.2025.
- [12] Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG), PSE S.A., Konstancin - Jeziorna, dn. 01.02.2024.
- [13] PN-EN 50549-1:2019. *Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych – Część 1: Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej nn – Instalacje wytwórcze aż do typu B włącznie.*
- [14] PN-EN 50549-2:2019. *Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączania do publicznych sieci dystrybucyjnych – Część 2: Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej SN – Instalacje wytwórcze aż do typu B włącznie.*
- [15] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) – ENEA Operator Sp. z o.o. obowiązuje od 01.01.2023 r, wersja 2.3.
- [16] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) – TAURON Dystrybucja S.A, obowiązuje od 01.07.2022 r.
- [17] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) – PGE Dystrybucja S.A obowiązuje od 20.02.2023 r.
- [18] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) – ENERGA Operator S.A obowiązuje od 01.01.2023 r.
- [19] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej (IRiESD) – STOEN Operator Sp. z o.o. obowiązuje od 01.01.2023 r.
- [20] Pompodakis E., Koutsou A., Papadopoulos A., Papadopoulos A., Tsiropoulos I., *Photovoltaic systems in low-voltage networks and overvoltage correction with reactive power control*, IET Renewable Power Generation, 2016, 10 (7), 1061–1068.
- [21] Habrych M., Trojnicz D., *Wykorzystanie falownika PV do kompensacji mocy biernej*, Elektro Info., 2024, nr 11, 70–73.

Radosław DUDZIK

ATREM S.A.

Krzysztof NOWACKI

BitStream S.A.

Łukasz SOŁTYSEK

Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki

BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMÓW AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ: PORÓWNANIE ROZWIĄZAŃ KLASYCZNYCH I CYFROWYCH

W referacie omówiono ewolucję automatyki zabezpieczeniowej, koncentrując się na porównaniu klasycznych rozwiązań opartych na połączeniach przewodowych z nowoczesnymi metodami komunikacji cyfrowej. Tradycyjne systemy automatyki zabezpieczeniowej wykorzystują przewody miedziane do połączeń pomiędzy urządzeniami IED (Intelligent Electronic Devices), co zapewnia niezawodność, ale wiąże się z ograniczeniami w elastyczności i skalowalności. W bardziej złożonych systemach rozwiązania przewodowe generują znacznie większą ilość okablowania, co może prowadzić do kosztownych ingerencji w zakresie gospodarki kablowej, obciążenia konstrukcji oraz wpływać na konstrukcję rozdzielnic. Alternatywą są nowoczesne rozwiązania cyfrowe, które oferują szybszą i bardziej efektywną komunikację, umożliwiając lepszą integrację systemów oraz łatwiejsze zarządzanie i monitorowanie. Niniejsze opracowanie analizuje zalety i wady obu podejść, przedstawiając przykłady zastosowań oraz kierunki przyszłego rozwoju w dziedzinie automatyki zabezpieczeniowej.

1. Wprowadzenie

W referacie omówiono ewolucję automatyki zabezpieczeniowej, koncentrując się na porównaniu klasycznych rozwiązań opartych na połączeniach przewodowych z nowoczesnymi metodami komunikacji cyfrowej. Tradycyjne systemy automatyki zabezpieczeniowej wykorzystują przewody miedziane do połączeń pomiędzy urządzeniami IED (*Intelligent Electronic Devices*), co stanowi wizualną formę połączenia, gdzie operator w sposób logiczny może przeanalizować każde połączenie, ale wiąże się z ograniczeniami w elastyczności i skalowalności. W bardziej złożonych systemach rozwiązania przewodowe generują znacznie większą ilość okablowania, co może pro-

wadzić do kosztownych ingerencji w zakresie gospodarki kablowej, obciążenia konstrukcji oraz wpływać na konstrukcję rozdzielnic. Analizy ekonomiczne wskazują, że choć początkowe koszty nowoczesnej aparatury cyfrowej mogą być wyższe, długoterminowe oszczędności wynikające z redukcji okablowania i skrócenia czasu budowy mogą obniżyć całkowite koszty inwestycyjne w znaczący sposób.

Alternatywą są nowoczesne rozwiązania cyfrowe, które oferują szybszą i bardziej efektywną komunikację, umożliwiając lepszą integrację systemów oraz łatwiejsze zarządzanie i monitorowanie. Kluczową rolę w tej transformacji odgrywa standard IEC 61850 [1], który zapewnia ujednoliconą komunikację i wymianę danych w obrębie stacji elektroenergetycznej, niezależnie od producenta urządzeń. Protokół GOOSE (ang. *Generic Object Oriented Substation Event*) umożliwia ultraszybką transmisję zdarzeń w czasie rzeczywistym, takich jak zmiany stanu urządzeń czy aktywację funkcji zabezpieczeniowych, z czasami poniżej 4 milisekund [2]. Protokół SV (ang. *Sampled Values*) służy do cyfrowej transmisji precyzyjnych pomiarów analogowych, redukując złożoność okablowania i zapewniając precyzję danych [2]. W tym artykule skupimy się na aspektach związanych z porównaniem algorytmu sterowania oraz blokad pomiędzy klasycznym rozwiązaniem a odpowiednikiem cyfrowym w postaci GOOSE. Wymiana danych w nowoczesnych systemach stacyjnych nie byłaby możliwa, gdyby nie precyzyjna synchronizacja czasu, często realizowana za pomocą protokołu PTP (ang. *Precision Time Protocol*) zgodnego z standardem IEEE 1588 [3], [4]. Stanowi ona klucz dla dokładnej analizy zjawisk i koordynacji działań, oferując dokładność na poziomie mikro- lub nawet nanosekund. Niezawodność cyfrowego przesyłu danych jest dodatkowo zwiększona dzięki protokołom redundancji HSR (*High-availability Seamless Redundancy*) i PRP (*Parallel Redundancy Protocol*), które umożliwiają natychmiastowe przełączanie ścieżki transmisji danych bez ich utraty w przypadku awarii [5]–[7].

2. Rola standardu IEC 61850 w rozwoju automatyki zabezpieczeniowej

Przejsie od klasycznych rozwiązań przewodowych do cyfrowych metod komunikacji stanowi fundamentalną transformację w automatyce zabezpieczeniowej. Ta ewolucja jest napędzana potrzebą szybszych, bardziej efektywnych i zintegrowanych systemów, wykraczających poza fizyczne ograniczenia okablowania miedzianego, aby wykorzystać możliwości nowoczesnych sieci danych. Transformacja ta jest szczególnie widoczna w rosnącym zastosowaniu połączeń światłowodowych i bezprzewodowych (5G, WiFi) na wszystkich poziomach łańcucha produkcji i dystrybucji energii.

Standard IEC 61850 odgrywa kluczową rolę w cyfrowej transformacji, stanowiąc ujednoliconą ramę dla systemów automatyki stacyjnej. Jego pierwotnym celem było umożliwienie spójnej komunikacji i wymiany danych w obrębie stacji elektroenerge-

tycznej, niezależnie od producenta urządzeń (Interoperacyjność zabezpieczeń). Osiąga się to poprzez modelowanie obiektowe, reprezentujące zarówno urządzenia fizyczne (IED), jak i ich cyfrowe reprezentacje logiczne (LDx) [8]. To modułowe podejście umożliwia elastyczne projektowanie systemów, gdzie wiele urządzeń fizycznych może być połączonych w jeden logiczny podzbiór danych, co zwiększa integrację i upraszcza zarządzanie.

Standard IEC 61850 stanowi „język wspólny” dla cyfrowych stacji elektroenergetycznych, umożliwiając niezależność od konkretnych dostawców. Zwalcza to problem uwięzienia w ekosystemie jednego producenta, który jest powszechny w automatyce przemysłowej, gdzie zastrzeżone protokoły ograniczają wybór komponentów. IEC 61850 dąży do stworzenia otwartego ekosystemu, umożliwiając przedsiębiorstwom energetycznym wybieranie najlepszych w swojej klasie komponentów od różnych dostawców bez poświęcania interoperacyjności. To sprzyja konkurencji między producentami, co może obniżyć koszty i przyspieszać innowacje. Upraszcza również procesy zaopatrzenia i utrzymania, ponieważ inżynierowie nie potrzebują już specjalistycznej wiedzy dla każdego zastrzeżonego systemu dostawcy. Ta „niezależność od dostawcy” ma kluczowe znaczenie dla długoterminowej skalowalności i adaptowalności cyfrowych stacji elektroenergetycznych, co jest zgodne z szybkim tempem rewolucji przemysłowych.

Protokół GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)

GOOSE jest kluczowym elementem standardu IEC 61850, umożliwiającym transmisję zdarzeń w czasie rzeczywistym, takich jak zmiany stanu urządzeń czy aktywację funkcji zabezpieczeniowych (np. wyłączenie wyłącznika). Komunikaty te są niezwykle krytyczne czasowo i zaprojektowane do szybkiej komunikacji, omijając tradycyjne warstwy TCP/IP i mapując się bezpośrednio na Ethernet jako komunikaty „Multicast” [9]. Aby zapewnić niezawodność, komunikaty GOOSE są wysyłane w seriach (burst) i następnie cyklicznie powtarzane. Standard IEEE 802.1Q wykorzystywany w sieciach opartych o standard IEC 61850 w celu priorytetyzacji krytycznych komunikatów GOOSE za pomocą tagowania VLAN (priorytety PCP) zapewniają, że dane wrażliwe na czas otrzymują preferencyjne traktowanie w sieci i skracają czasy transmisji do wartości poniżej 4 milisekund (dotyczy lokalnej sieci stacyjnej w odpowiednio zaprojektowanym środowisku) [2].

Ominięcie warstw TCP/IP jest radykalnym wyborem projektowym dla komunikacji przemysłowej. Poświęca on niektóre tradycyjne funkcje zarządzania siecią (takie jak routing między różnymi podsieciami) na rzecz surowej transmisji danych w celu osiągnięcia dużej szybkości i determinizmu. Oznacza to, że wymóg „czasu rzeczywistego” dla zabezpieczeń jest tak rygorystyczny, że standardowe protokoły sieci IT są uważane za zbyt wolne lub wprowadzające zbyt duże opóźnienia. Mechanizm retransmisji impulsowej/cyklicznej jest natomiast solidnym sposobem na

zapewnienie dostarczenia wiadomości nawet w potencjalnie niestabilnych środowiskach przemysłowego Ethernetu. Taki wybór projektowy pozycjonuje GOOSE jako ultraniskolatencyjny „system nerwowy” dla krytycznych funkcji zabezpieczających w obrębie podstacji. Podkreśla to fundamentalną różnicę między sieciami IT (zoptymalizowanymi pod kątem przepustowości danych i ogólnej łączności), a sieciami OT (zoptymalizowanymi pod kątem sterowania w czasie rzeczywistym i bezpieczeństwa).

Protokół SV (*Sampled Values*)

Protokół Sampled Values jest częścią standardu IEC 61850 (konkretnie IEC 61850-9-2), przeznaczoną do cyfrowej transmisji precyzyjnych pomiarów analogowych [10]. Proces ten obejmuje konwersję sygnałów analogowych na postać cyfrową w jednostkach zbierających dane pomiarowe (*Merging Units* – MU), które zazwyczaj są umieszczone w pobliżu układu pomiarowego, co pozwala zredukować złożoność okablowania. System komunikacji SV opiera się na cyklicznym przesyłaniu wiadomości w ściśle określonych interwałach czasowych, z zaktualizowanymi standardami określającymi częstotliwości próbkowania (np. 80 lub 256 próbek na okres). Wersja „LE” standardu (IEC 61850-9-2LE) upraszcza implementację poprzez ograniczenie zestawów danych do czterech wartości napięć i prądów. Komunikaty SV, podobnie jak GOOSE, działają w oparciu o mechanizm publikuj-subskrybuj, wykorzystując adresację MAC do multicastingu lub broadcastingu [11].

SV przekształca sygnały analogowe w cyfrowe strumienie danych, dostarczając wysokiej jakości „dane sensoryczne” dla systemów zabezpieczeń. Wysokie częstotliwości próbkowania i ściśle interwały czasowe są kluczowe dla precyzyjnej analizy usterek (np. pomiarów fazorowych). Uproszczenie w wersji „LE” standardu ma na celu zmniejszenie obciążenia sieci, co wskazuje na konieczność znalezienia równowagi między bogactwem danych a praktycznością implementacji. Umożliwia to zaawansowane możliwości analityczne, przechodząc od prostego wykrywania progów do wyrafinowanego rozpoznawania wzorców, co stanowi podstawę dla konserwacji predykcyjnej i zastosowań sztucznej inteligencji [11].

3. Synchronizacja czasu rzeczywistego

W rozległych, rozproszonych strukturach systemów automatyki zabezpieczeniowej kluczowe jest zsynchronizowanie wszystkich urządzeń według wspólnego czasu referencyjnego. Jest to niezbędne do precyzyjnej analizy zjawisk i koordynacji działań. Dostępne są różne metody synchronizacji czasu, w zależności od wymagań aplikacji [12], [13]:

- GNSS (*Global Navigation Satellite Systems*): Wykorzystuje sygnały radiowe do transmisji sygnału zegara, jednak wymaga specjalistycznego i kosztownego sprzętu.
- NTP (*Network Time Protocol*): Jest protokołem sieciowym do synchronizacji czasu. Jest tani i prosty w obsłudze, ale jego precyzja na poziomie milisekund jest niewystarczająca dla zaawansowanych urządzeń pomiarowych i systemów kontroli procesów technologicznych.
- PTP (*Precision Time Protocol*): Zgodny ze standardem IEEE 1588, PTP jest protokołem synchronizacji, który może zapewnić bardzo dokładną synchronizację czasu za pomocą urządzeń Ethernetowych. Jest najczęściej stosowany tam, gdzie wymagana jest wysoka precyzja czasu, np. do pomiaru wartości napięć i prądów z dużą dokładnością. Proces synchronizacji obejmuje wymianę wiadomości z znacznikami czasu (Sync, Follow-Up, Delay_Req, Delay_Resp) między zegarem „Grandmaster” a zegarami „Slave”, co pozwala na precyzyjne obliczanie i kompensowanie opóźnień propagacji.

Dla sektora elektroenergetycznego opracowano specjalny profil PTP – „PTP Power Profile IEEE C37.238” [14]. Jest on zoptymalizowany do działania w izolowanych sieciach Ethernet z rygorystycznym podziałem funkcji i niewielką liczbą dedykowanych zegarów Grandmaster. Profil ten definiuje wymagania dotyczące wydajności usług dystrybucji czasu, adekwatne do potrzeb aplikacji energetycznych, począwszy od monitoringu na poziomie 100 ms, poprzez rejestrację zdarzeń IED na poziomie 1 ms, aż po pomiary Sampled Values wartości próbkowanych na poziomie 1 μ s.

Precyzyjna synchronizacja czasu jest „wspólnym językiem”, który umożliwia rozproszonym geograficznie lub funkcjonalnie inteligentnym urządzeniom (IED, MU) zrozumienie zdarzeń w ujednoliconym kontekście czasowym. Bez niej dane z różnych źródeł nie mogą być dokładnie skorelowane, co utrudnia analizę usterek, modelowanie predykcyjne i skoordynowane działania zabezpieczające. Rygorystyczne wymagania (precyzja w mikrosekundach/nanosekundach) dla systemów elektroenergetycznych, w przeciwieństwie do ogólnych sieci IT, odzwierciedlają krytyczną potrzebę deterministycznych, czasowych odpowiedzi. Umożliwia to holistyczne spojrzenie na instalacje przemysłowe i sieci elektroenergetyczne, przechodząc od izolowanego monitorowania urządzeń do zintegrowanej świadomości całego systemu.

4. Przedstawienie scenariuszy poddanych analizie

W celu przeprowadzenia rzetelnej i obiektywnej analizy porównawczej obu paradygmatów, w niniejszym referacie posłużono się konkretnym, reprezentatywnym scenariuszem funkcjonalnym. Scenariusz ten odzwierciedla typową interakcję między dwoma połowymi urządzeniami IED w ramach realizacji schematu zabezpieczenio-

wego, na przykład blokady międzystacyjnej. Centralnym elementem analizy jest łańcuch sygnałowy, który zostanie zbadany w obu wariantach technologicznych – konwencjonalnym i cyfrowym. Stanowisko badawcze zostało pokazane na fot. 1.



Fot. 1. Schemat stanowiska badawczego

4.1. Analiza działania dla rozwiązania klasycznego

Całkowity czas transferu sygnału jest sumą opóźnień wprowadzanych przez poszczególne komponenty. Obejmuje on czas zadziałania styku wyjściowego w REF615, czas zadziałania ewentualnego przekaźnika pomocniczego oraz czas reakcji obwodu wejściowego w REF620. Czas propagacji sygnału w samym przewodzie miedzianym jest na odległościach stacyjnych pomijalnie mały. Sumaryczny czas własny zadziałania zabezpieczenia, od momentu wystąpienia warunków pobudzenia do wydania decyzji wyłączającej, w typowych implementacjach mieści się w przedziale od 30 do 80 ms. Czas ten jest relatywnie długi w porównaniu do wymagań stawianych nowoczesnym schematom zabezpieczeniowym, ale jest wysoce deterministyczny i powtarzalny dla danego toru sygnałowego.

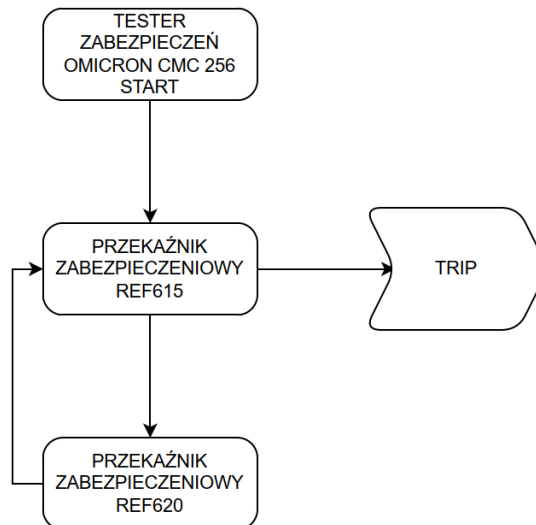
Niezawodność systemu konwencjonalnego opiera się na dwóch filarach: redundancji i selektywności. Aby zapewnić pewność zadziałania, kluczowe funkcje, takie jak wyłączanie, są realizowane przez dwa niezależne, rezerwujące się obwody. Każdy z tych obwodów jest zasilany z innej sekcji stacyjnej baterii akumulatorów i często wykorzystuje oddzielne styki wyjściowe przekaźnika. Koncepcja rezerwowania zabezpieczeń zakłada, że awaria jednego systemu (np. zabezpieczenia podstawowego) nie może uniemożliwić usunięcia zakłócenia, które powinno być zlikwidowane przez

zabezpieczenie rezerwowe. Selektywność działania polega z kolei na takim doborze nastaw i koordynacji czasowej zabezpieczeń, aby w przypadku zakłócenia zadziałało tylko to zabezpieczenie, które jest najbliżej miejsca awarii, minimalizując w ten sposób obszar pozbawiony zasilania.

Sekwencja zdarzeń w analizowanym scenariuszu jest następująca:

1. Na wejście przekaźnika zabezpieczeniowego REF615 podawany jest sygnał inicjujący (np. informacja o wykryciu zakłócenia).
2. Wewnętrzny algorytm sterowania zaimplementowany w urządzeniu REF615 przetwarza tę informację i generuje odpowiedni sygnał stanu na swoim wyjściu.
3. Sygnał ten jest transmitowany z wyjścia przekaźnika REF615 do wejścia drugiego przekaźnika zabezpieczeniowego, oznaczonego jako REF620.
4. Urządzenie REF620 odbiera sygnał i przetwarza go zgodnie ze zaimplementowanym w nim algorytmem (np. weryfikuje warunki do odblokowania lub przyspieszenia działania).
5. W rezultacie, na wyjściu przekaźnika REF620 generowany jest finalny sygnał wykonawczy, którym jest polecenie wyłączenia wyłącznika.
6. Sygnał ten powraca na wejście przekaźnika REF615 a następnie inicjowany jest na jego wyjściu sygnał „trip”.

Analiza tego łańcucha zdarzeń pozwoli na szczegółowe zbadanie różnic w kluczowych aspektach, takich jak czas propagacji sygnału, mechanizmy nadzoru, złożoność implementacji oraz elastyczność. Uproszczony schemat powyższej sekwencji został pokazany na rys. 1.



Rys. 1. Schemat ideowy sekwencji działania rozwiązania klasycznego

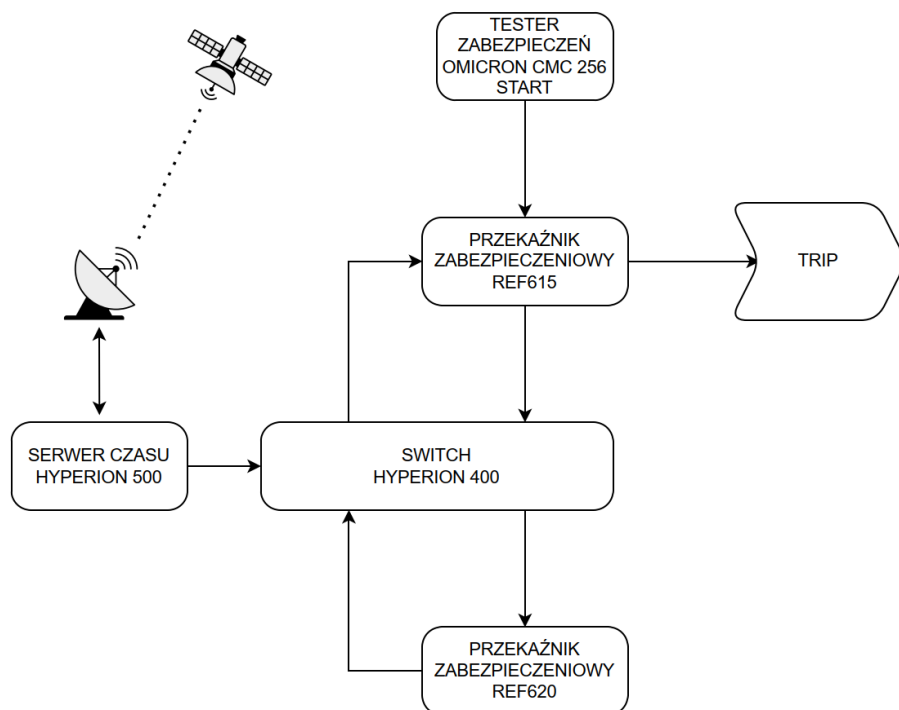
4.2. Analiza działania dla rozwiązania cyfrowego

Paradygmat cyfrowy, ustandaryzowany w ramach normy IEC 61850, stanowi fundamentalną zmianę w filozofii projektowania, budowy i eksploatacji systemów automatyki stacyjnej. Zamiast fizycznego odwzorowywania logiki za pomocą dedykowanych połączeń, wprowadza on wirtualizację przepływu informacji w oparciu o wspólną infrastrukturę sieciową. Ta transformacja, od atomów (miedzi) do bitów (danych), otwiera bezprecedensowe możliwości w zakresie elastyczności, integracji i zaawansowanej diagnostyki.

Reinterpretując analizowany łańcuch sygnałowy REF615 => REF620 w formie komunikacji cyfrowej, jego realizacja wygląda następująco:

1. Przekaznik REF615 wykrywa zdarzenie inicjujące. W jego wewnętrznym, obiektowym modelu danych zmienia się wartość odpowiedniego atrybutu w jednym z Węzłów Logicznych.
2. Ta zmiana stanu jest powiązana w konfiguracji z zestawem danych (Dataset) publikowanym w ramach komunikatu GOOSE. Zmiana wartości w Datasecie natychmiastowo wyzwała mechanizm publikacji.
3. IED REF615 generuje nowy komunikat GOOSE, zawierający zaktualizowany Dataset oraz nowy numer stanu (stNum). Komunikat jest opatrzony wysokim priorytetem i wysyłany na adres multicast do sieci Ethernet.
4. Switche sieci LAN przekazują ramkę Ethernet do wszystkich portów należących do tej samej sieci VLAN.
5. IED REF620, który został skonfigurowany jako subskrybent tego konkretnego komunikatu GOOSE (co jest zdefiniowane w pliku SCD), odbiera ramkę. Weryfikuje jej poprawność, priorytet i identyfikator. Widząc nowy stNum, przetwarza zawarty w komunikacie Dataset.
6. Informacja z Datasetu aktualizuje wewnętrzny model danych w REF620, co z kolei stanowi sygnał wejściowy
7. Następnie do bloku funkcyjnego przypisywany jest sygnał umożliwiający wysłanie sygnału z REF620 do REF615 generując komunikat GOOSE, zawierający zaktualizowany Dataset oraz nowy numer stanu (stNum). Komunikat jest opatrzony wysokim priorytetem i wysyłany na adres multicast do sieci Ethernet.
8. Switche sieci LAN przekazują ramkę Ethernet do wszystkich portów należących do tej samej sieci VLAN.
9. IED REF615, który został skonfigurowany jako subskrybent tego konkretnego komunikatu GOOSE, odbiera ramkę, weryfikuje jej poprawność, priorytet oraz identyfikator. Następnie przetwarza komunikat Dataset, aktualizuje model danych co prowadzi ostatecznie do wygenerowania sygnału „trip”.

Powyższa sekwencyjność zdarzeń została pokazana na uproszczonym schemacie na rys. 2.



Rys. 2. Schemat ideowy sekwencji działania rozwiązania cyfrowego

W celu przeprowadzenia powyższych symulacji oraz przeanalizowania zależności czasowych pomiędzy zabezpieczeniami należy skorzystać z pliku konfiguracyjnego SCD. Plik ten jest czymś znacznie więcej niż tylko plikiem ustawień. Stanowi on kompletną, formalną specyfikację całej logiki komunikacyjnej systemu zabezpieczeń i sterowania. Definiuje on nie tylko jakie urządzenia istnieją w stacji, ale także jakie dane mogą one wymieniać i kto jest uprawniony do komunikacji z kim. Ta formalna specyfikacja umożliwia fundamentalną zmianę w podejściu do testowania i walidacji. Poprzez import pliku SCD do zaawansowanego symulatora, możliwe staje się stworzenie wirtualnego, w pełni funkcjonalnego modelu systemu I&C stacji – jej „cyfrowego bliźniaka”. Dzięki temu można symulować zachowanie całego systemu, wstrzykiwać wirtualne komunikaty GOOSE i weryfikować odpowiedzi wszystkich IED w warunkach laboratoryjnych, zanim jakkolwiek element sprzętowy zostanie zainstalowany na obiekcie. Taki proces pozwala na przeniesienie etapu wykrywania błędów projektowych i logicznych z kosztownej i ryzykownej fazy uruchomienia obiektowego do taniego i kontrolowanego środowiska laboratoryjnego. Ta zdolność do holistycznej, zautomatyzowanej weryfikacji systemu jest jedną z najpotężniejszych, choć nie zawsze oczywistych na pierwszy rzut oka, zalet standardu IEC 61850.

4.3. Czas transferu sygnału i wydajność czasu rzeczywistego

Czas reakcji systemu zabezpieczeniowego jest jednym z jego najważniejszych parametrów. Porównanie obu technologii w tym zakresie ujawnia znaczące różnice.

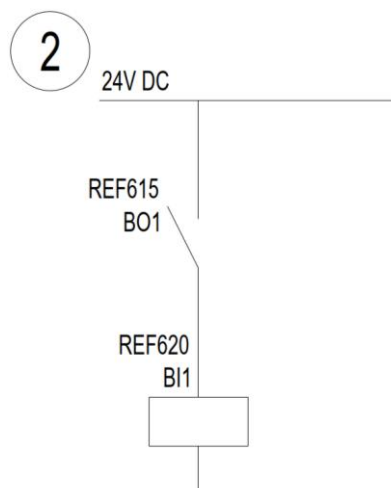
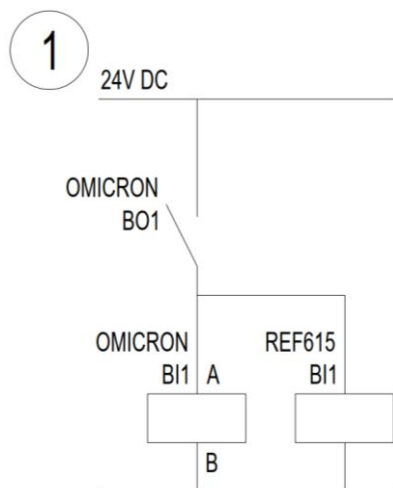
- Połączenia Przewodowe: W systemie konwencjonalnym, całkowity czas transferu sygnału od wyjścia -A31 do wejścia -A32 jest determinowany przez fizyczne właściwości komponentów elektromechanicznych i elektronicznych. Suma czasów zadziałania styków, przekaźników pomocniczych i obwodów wejściowych zazwyczaj zamyka się w przedziale od 30 do 80 ms. Jest to wartość stosunkowo duża, która może być nieakceptowalna dla niektórych nowoczesnych, szybkich schematów zabezpieczeniowych, np. w systemach blokad szyn zbiorczych. Zaletą tego rozwiązania jest jednak jego wysoki determinizm – dla danego, niezmiennego toru sygnałowego, czas opóźnienia jest stały i łatwy do przewidzenia.
- Komunikacja GOOSE: Paradygmat cyfrowy oferuje drastyczne skrócenie czasu transferu. Dzięki mapowaniu komunikatów bezpośrednio na ramki Ethernet i omijaniu wyższych warstw stosu komunikacyjnego, czas przesyłania informacji między dwoma IED w tej samej sieci LAN jest rzędu pojedynczych milisekund, a norma wymaga, aby dla sygnałów krytycznych nie przekraczał on 4 ms. Należy jednak pamiętać, że czas ten nie jest w pełni stały. Zależy on od opóźnień wprowadzanych przez aktywne urządzenia sieciowe, czyli switchy. Każdy switch, przez który przechodzi komunikat, wprowadza pewne opóźnienie (tzw. latency), związane z czasem potrzebnym na przetworzenie ramki (np. w trybie „store-and-forward”, switch musi odebrać całą ramkę, zanim zacznie ją wysyłać na port docelowy). W dobrze zaprojektowanej sieci stacyjnej, z wysokiej jakości switchami przemysłowymi i odpowiednim zarządzaniem ruchem, opóźnienia te są minimalne i przewidywalne, jednak ogólna wydajność systemu zależy od projektu i obciążenia sieci.

4.4. Przeprowadzone badania wraz z omówieniem wyników

Przedmiotem badań była analiza porównawcza czasów odpowiedzi systemu sterowania w architekturze klasycznej i cyfrowej, zrealizowana poprzez implementację dedykowanych blokad funkcyjnych. Uproszczony schemat postępowania przeprowadzonych badań został pokazany na rys. 3–6. Cała procedura została podzielona na cztery kroki:

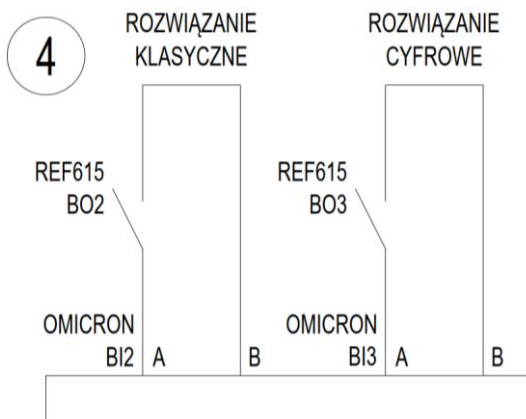
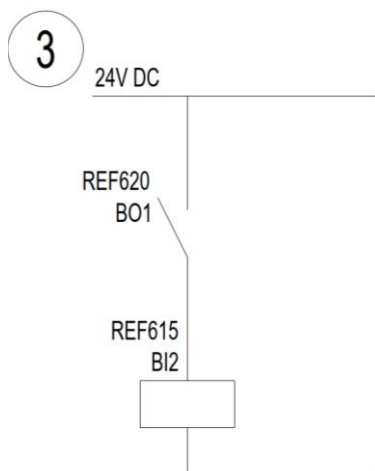
- Krok 1 pokazano na rys. 3 i związany jest z sygnałem inicjującym z testera Omicron (wyjście BO1). Sygnał ten zostaje wysłany równolegle na wejście przekaźnika REF615 oraz testera Omicron BI1 w celu sprawdzenia opóźnienia od momentu inicjacji do momentu fizycznego podania sygnału na wejście przekaźnika.
- Krok 2 pokazano na rys. 4 i pokazuje sygnał klasyczny przesłania sygnału z wyjścia z przekaźnika REF615 BO1 na wejście przekaźnika REF620 BI1.

- Krok 3 pokazano na rys. 5 i pokazuje sygnał klasyczny przesłania sygnału z wyjścia z przekaźnika REF620 BO1 na wejście przekaźnika REF615 BI2.
- Krok 4 pokazano na rys.6 i pokazuje sygnał klasyczny który zostaje wysłany do testera Omicron CMC256 z wyjścia przekaźnika REF615 BO2 na wejście testera Omicron BI2. Oprócz sygnału klasycznego z wyjścia przekaźnika REF615 BO3 został wygenerowany sygnał cyfrowy (szerzej opisana w podrozdz. 4.2) na wejście testera Omicron BI3.



Rys. 3. Krok pierwszy przeprowadzonych badań

Rys. 4. Krok drugi przeprowadzonych badań



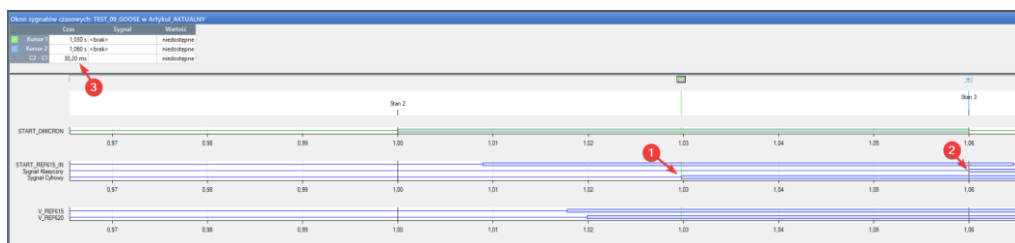
Rys. 5. Krok trzeci przeprowadzonych badań

Rys. 6. Krok czwarty przeprowadzonych badań

Wyniki, przedstawione na rys. 7–8, wykazują znaczące różnice w responsywności obu rozwiązań. W ramach analizowanego scenariusza, całkowity czas propagacji sygnału dla systemu klasycznego – od momentu inicjacji zdarzenia do otrzymania ostatniego sygnału – wyniósł 60 ms (rys. 7). Szczegółowe porównanie opóźnień w generowaniu sygnału TRIP pomiędzy dwoma architekturami zilustrowano na rys. 8.

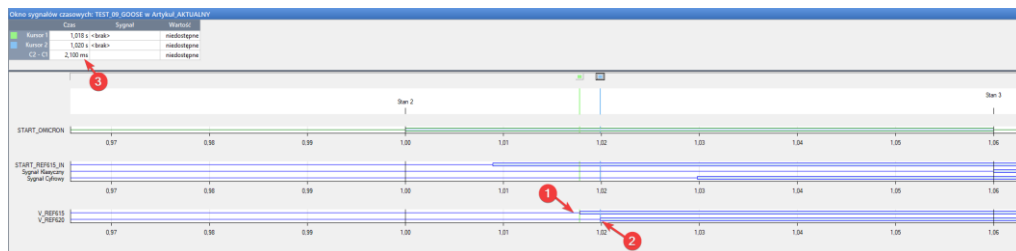


Rys. 7. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE od sygnału inicjującego do sygnału TRIP klasyczny



Rys. 8. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE pokazująca różnicę pomiędzy sygnałem TRIP klasycznym a cyfrowym

Fundamentalną przewagą rozwiązań cyfrowych nad klasycznymi jest możliwość prowadzenia zaawansowanej diagnostyki i analizy czasowej wszystkich sygnałów w systemie z wysoką rozdzielczością. Systemy cyfrowe pozwalają na monitorowanie nie tylko fizycznych wejść/wyjść, ale także wewnętrznych sygnałów komunikacyjnych (np. typu GOOSE), które inicjują określone akcje w ramach rozproszonej logiki. Na rysunku 9 zaprezentowano wykres z takiego pomiaru, dokumentujący czas wymiany informacji pomiędzy dwoma sterownikami polowymi. Zmierzony interwał czasowy, wynoszący 2,1 ms, definiuje całkowity czas potrzebny na przesłanie sygnału z urządzenia REF615, jego analizę przez logikę zaimplementowaną w REF620 i odsłanie sygnału zwrotnego TRIP do jednostki inicjującej.



Rys. 9. Wykres pomiarów sygnałów GOOSE pokazująca różnicę pomiędzy sygnałami wychodzącymi z przekaźników zabezpieczeniowych REF615 oraz REF620

Na podstawie analizy zależności czasowych, zaprezentowanej w tabeli 1 w postaci macierzy porównawczej wszystkich analizowanych sygnałów, można jednoznacznie stwierdzić, że cyfrowa realizacja logiki zabezpieczeniowej, prowadzącej do aktywacji sygnału TRIP, charakteryzuje się znacznie krótszym czasem zadziałania w porównaniu do jej klasycznego odpowiednika.

Tabela 1. Macierz referencji sygnałów GOOSE dla badanego układu

Lp	Nazwa sygnału	Czas referencyjny					
		START OMICRON = 0 [ms]	START REF615_IN [ms]	SYGNAŁ KLASYCZNY (trip) [ms]	SYGNAŁ CYFROWY (trip) [ms]	SYGNAŁ WIRITUALNY (V_REF615) [ms]	SYGNAŁ WIRITUALNY (V_REF620) [ms]
1	START OMICRON = 0	0	↓ -8,9	↓ -60	↓ -29,8	↓ -17,8	↓ -19,9
2	START REF615_IN	8,9	→ 0	↓ -51,1	↓ -20,9	↓ -8,9	↓ -11
3	SYGNAŁ KLASYCZNY (trip)	60	↑ 51,1	→ 0	↑ 30,2	↑ 42,2	↑ 40,1
4	SYGNAŁ CYFROWY (trip)	29,8	↑ 20,9	↓ -30,2	→ 0	↑ 12	↑ 9,9
7	SYGNAŁ WIRITUALNY (V_REF615)	17,8	↑ 8,9	↓ -42,2	↓ -12	→ 0	↓ -2,1
8	SYGNAŁ WIRITUALNY (V_REF620)	19,9	↑ 11	↓ -40,1	↓ -9,9	↑ 2,1	→ 0

5. Wnioski

Na podstawie przeprowadzonej analizy i badań porównawczych, można stwierdzić, że cyfrowa realizacja logiki zabezpieczeniowej, oparta na standardzie IEC 61850, wykazuje znaczącą przewagę nad jej klasycznym, przewodowym odpowiednikiem. Badania empiryczne wykazały, że system cyfrowy charakteryzuje się znacznie krótszym czasem zadziałania; całkowity czas aktywacji sygnału TRIP w architekturze cy-

frowej wyniósł 29,8 ms, podczas gdy w systemie klasycznym było to 60 ms. Ta różnica wynika przede wszystkim z drastycznego skrócenia czasu wymiany informacji między urządzeniami IED dzięki zastosowaniu protokołu GOOSE, gdzie zmierzony czas pełnego cyklu komunikacyjnego (przesłanie sygnału, jego analiza i odesłanie odpowiedzi) wyniósł zaledwie 2,1 ms.

Kluczową zaletą rozwiązania cyfrowego jest możliwość prowadzenia zaawansowanej diagnostyki oraz testowania systemu. Dzięki wprowadzeniu standaryzacji w specyfikacji plików konfiguracyjnych SCD, możliwe staje się stworzenie „cyfrowego bliźniaka” systemu, co pozwala na pełną weryfikację logiki w kontrolowanym środowisku laboratoryjnym (on-line), zanim jakiegokolwiek sprzęt zostanie zainstalowany na obiekcie. Ponadto, standard IEC 61850 odgrywa fundamentalną rolę w tworzeniu „wspólnego języka” dla urządzeń różnych producentów, co promuje budowę otwartych ekosystemów i zwalcza problem uzależnienia od jednego dostawcy – interoperacyjność zabezpieczeń.

Podsumowując, przejście od klasycznych połączeń do cyfrowej komunikacji sieciowej stanowi fundamentalną i korzystną ewolucję w automatyce zabezpieczeniowej. Przedstawione badania dostarczają dowodów, że rozwiązania cyfrowe nie tylko radykalnie skracają czasy reakcji, ale także oferują wyższą elastyczność, zaawansowane możliwości diagnostyczne oraz długoterminowe korzyści ekonomiczne, co jednoznacznie wskazuje je jako dominujący kierunek rozwoju nowoczesnych systemów elektroenergetycznych.

Literatura

- [1] IEC 61850-1:2013. *Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview*, 2013.
- [2] Hegazi O., Hammad E., Farraj A., Kundur D., *IEC-61850 GOOSE traffic modeling and generation*, IEEE Global Conference on Signal and Information Processing (GlobalSIP), IEEE, 2017, 1100–1104, DOI: 10.1109/GlobalSIP.2017.8309131.
- [3] Antonova G.S. i in., *Standard profile for use of IEEE std 1588–2008 precision time protocol (PTP) in power system applications*, 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, IEEE, 2013, 322–336, DOI: 10.1109/CPRE.2013.6822047.
- [4] IEEE 1588-2019. *IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems*, 2019.
- [5] Kirmann H., Weber K., Kleineberg O., Weibel H., *HSR: Zero recovery time and low-cost redundancy for Industrial Ethernet (High availability seamless redundancy, IEC 62439-3)*, IEEE Conference on Emerging Technologies & Factory Automation, IEEE, 2009, 1–4, DOI: 10.1109/ETFA.2009.5347037.
- [6] Araujo J.A., Lazaro J., Astarloa A., Zuloaga A., Garcia A., *PRP and HSR version 1 (IEC 62439-3 Ed.2), improvements and a prototype implementation*, IECON 2013 – 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IEEE, 2013, 4410–4415, DOI: 10.1109/IECON.2013.6699845.
- [7] Araujo J.A., Lazaro J., Astarloa A., Zuloaga A., Garate J.I., *PRP and HSR for High Availability Networks in Power Utility Automation: A Method for Redundant Frames Discarding*, IEEE Trans Smart Grid, 2015, t. 6, nr 5, 2325–2332, DOI: 10.1109/TSG.2014.2387474.

- [8] Mohagheghi S., Mousavi M., Stoupis J., Wang Z., *Modeling distribution automation system components using IEC 61850*, IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2009, 1–6, DOI: 10.1109/PES.2009.5275841.
- [9] Postovei D.A., Bulac C., Tristiu I., Camachi B., Anton N., *Modelling and implementation of Single Line Diagram data in IEC 61850 environment*, SAMI 2021 – IEEE 19th World Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics, Proceedings, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2021, 71–76, DOI: 10.1109/SAMI50585.2021.9378622.
- [10] IEC 61850-9-2:2011. *Communication networks and systems for power utility automation – Part 9–2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3*, 2011.
- [11] Wannous, Toman, Jurák, Wasserbauer, *Analysis of IEC 61850-9-2LE Measured Values Using a Neural Network*, Energies (Basel), 2019, t. 12, nr 9, s. 1618, DOI: 10.3390/en12091618.
- [12] Petrov D., Melnik S., Hamalainen T., *Distributed GNSS-based Time Synchronization and applications*, 8th International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT), IEEE, 2016, 130–134, DOI: 10.1109/ICUMT.2016.7765345.
- [13] Lan Y.-K., Chen Y.-S., Hou T.-C., Wu B.-L., Chu Y.-S., *Development Board Implementation and Chip Design of IEEE 1588 Clock Synchronization System Applied to Computer Networking*, Electronics (Basel), 2023, t. 12, nr 10, s. 2166, DOI: 10.3390/electronics12102166.
- [14] Adamiak M.G. i in., *Revision of IEEE Std C37.238, Power Profile for IEEE-1588: Why The Big Changes? | NIST*, 2018. [Online]. Dostępne na: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:70220097>

ROZWÓJ SZEREGOWEGO ZWARCIA ŁUKOWEGO PRZY NISKICH PRĄDACH OBCIĄŻENIA W PRZEWODACH YDY, OMY ORAZ OW

W referacie przedstawiono wyniki badań nad rozwojem szeregowego wyładowania łukowego w wybranych typach przewodów przy niskich prądach obciążenia. Przeprowadzone badania potwierdzają, że rozwój szeregowego zwarcia łukowego przy prądzie obciążenia niższym niż wspomniana wartość może być równie niebezpieczny. W takich przypadkach także dochodzi do zapłonu izolacji przewodu, co nie jest rejestrowane przez typowy aparat przeznaczony do detekcji zwarć łukowych w instalacjach niskiego napięcia.

1. Wstęp

Zwarcia łukowe stanowią jedno z najpoważniejszych zagrożeń dla instalacji elektrycznych niskiego napięcia. Zapewnienie bezpieczeństwa w tego typu instalacjach jest kluczowym aspektem zarówno na etapie projektowania, jak i eksploatacji, niezależnie od tego, czy dotyczą one obiektów mieszkalnych, czy przemysłowych. Zwarcia te mogą prowadzić do pożarów, poważnych uszkodzeń infrastruktury oraz są bezpośrednim zagrożeniem dla życia i zdrowia.

W ostatnich latach zauważalny jest wyraźny wzrost zainteresowania badaniami nad zjawiskiem zwarć łukowych. Wynika to przede wszystkim z rosnącej złożoności współczesnych instalacji elektrycznych, co przekłada się na zwiększone ryzyko występowania tego typu zwarć. Jednocześnie normy bezpieczeństwa oraz obowiązujące przepisy prawne stawiają coraz większe wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej [1]. Równolegle dynamiczny rozwój technologii detekcji i analizy zwarć łukowych – w tym zaawansowanych metod diagnostycznych oraz zautomatyzowanych systemów ochronnych – otwiera nowe możliwości efektywnego zarządzania ryzykiem związanym z tymi zjawiskami [2]–[6]. W rezultacie rośnie znaczenie badań ukierunkowanych na poprawę niezawodności i bezpieczeństwa instalacji niskonapięciowych.

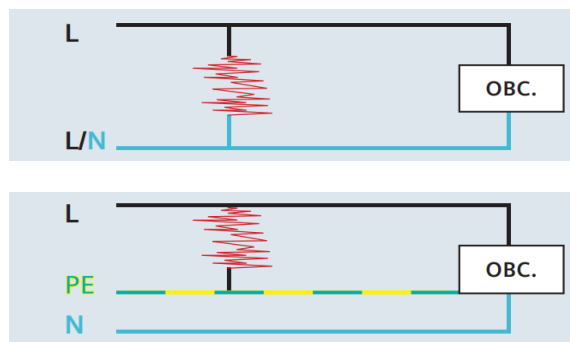
Od wielu lat do zabezpieczania aparatury i rozdzielnic elektrycznych przed skutkami wystąpienia zwarć łukowych na wszystkich poziomach napięć, stosuje się światłowodowe detektory błysku połączone z przekąźnikami polowymi, pozwalające skutecznie i szybko wykryć zwarcie łukowe w obrębie danego pola lub przedziału rozdzielnic.

Dostępne na rynku rozwiązania techniczne (*Arc Fault Detection Devices* – *AFDD* – detektory iskrzenia) pozwalające wykrywać szeregowe zwarcia łukowe w instalacjach odbiorczych niskiego napięcia, działają na zupełnie innej zasadzie i posiadają istotne ograniczenie w postaci progu zadziałania wynoszącego 2,5 A. W kartach technicznych dotyczących tego produktu argumentowane jest to tym, że energia wyładowania łukowego przy prądzie poniżej 2,5 A jest niewystarczająca do zainicjowania pożaru [3].

2. Szeregowe zwarcia łukowe

Zwarcia łukowe to zjawiska, w których pomiędzy przewodnikami lub innymi punktami obwodu dochodzi do wyładowania w postaci łuku elektrycznego. Są one szczególnie niebezpieczne ze względu na wysoką temperaturę i energię wydzielaną w miejscu wyładowania, co niesie ze sobą poważne ryzyko pożaru [7]. Ze względu na złożoność fizyczną łuku, jego wykrywanie stanowi istotne wyzwanie. Dane Komendy Głównej Państwowej Straży Pożarnej z lat 2000–2019 wskazują, że około 20% pożarów w budynkach spowodowanych jest niesprawnością instalacji lub urządzeń elektrycznych, co podkreśla konieczność dalszego rozwoju technologii zabezpieczeń [8], [9].

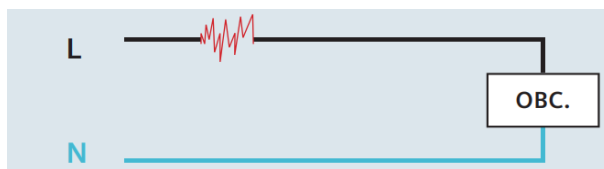
Zwarcia łukowe dzieli się na dwa podstawowe typy – równoległe i szeregowe. W zwarciach równoległych prąd wyładowania łukowego płynie pomiędzy aktywnymi przewodnikami w sposób równoległy do obciążenia obwodu. Powstają one zazwyczaj w wyniku awarii izolacji lub obecności przewodzących zanieczyszczeń i mogą występować między przewodem fazowym a neutralnym, innym przewodem fazowym lub między przewodem fazowym a ochronnym.



Rys. 1. Przykład równoległego zwarcia łukowego w instalacji niskiego napięcia w stosunku do przewodu fazowego, neutralnego i ochronnego [10]

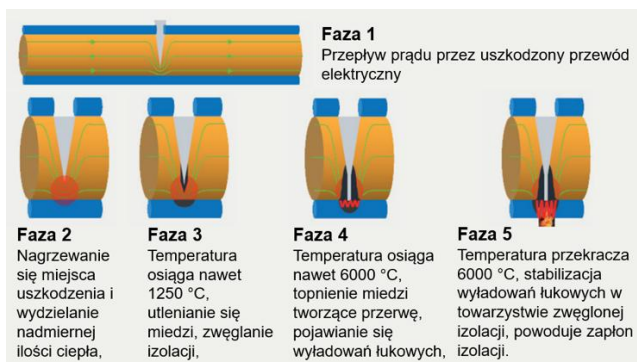
Natomiast zwarcia szeregowe charakteryzują się przepływem prądu łukowego przez obciążenie obwodu i są spowodowane częściowym przerwaniem przewodu. Są

trudniejsze do wykrycia, ponieważ nie powodują znaczącego wzrostu natężenia prądu. Typowymi przyczynami są mechaniczne uszkodzenia przewodów, takie jak nacięcia, zagięcia, przecięcia czy przegryzienia przez zwierzęta.



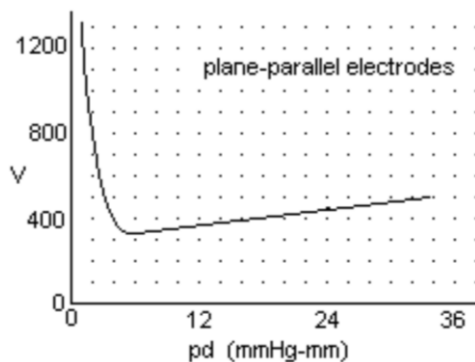
Rys. 2. Przykład szeregowego zwarcia łukowego występującego w przewodzie fazowym [10]

Zwarcie łukowe w instalacji niskiego napięcia może rozwinąć się w wyniku degradacji izolacji przewodów – nawet bez fizycznego kontaktu żył. Procesy starzenia materiałów, działanie czynników chemicznych, termicznych i mechanicznych prowadzą do pogorszenia właściwości izolacyjnych. Na zanieczyszczonych powierzchniach mogą powstawać prądy upływu, które, w połączeniu z krótkimi wyładowaniami, prowadzą do karbonizacji i wzrostu przewodnictwa izolacji. W wyniku tego następuje zapłon stabilnego łuku elektrycznego. Zwęglona ścieżka umożliwia ponowne powstanie łuku po przejściu prądu przez zero, co prowadzi do powstania stabilnego wyładowania łukowego i wzrostu zagrożenia pożarowego.



Rys. 3. Fazy rozwoju szeregowego zwarcia łukowego w przewodzie będącym pod obciążeniem [3]

Mimo że krzywa Paschena (rys. 4) wskazuje na trudność inicjowania łuku elektrycznego przy napięciu fazowym 230 V, obecność cząstek węgla pochodzących z izolacji znacząco obniża napięcie zapłonu, zwiększając prawdopodobieństwo wyładowania. Etapy rozwoju zwarcia szeregowego obejmują nagrzewanie przewodu w miejscu uszkodzenia, utlenianie miedzi i wzrost rezystancji, dalszy wzrost temperatury i zwęglenie izolacji, jonizację gazu oraz stabilizację łuku prowadzącą do zapłonu.



Rys. 4. Krzywa Paschena [11]

3. Detektory zwarć łukowych (AFDD)

Współczesne instalacje elektryczne wyposażone są w szereg urządzeń zabezpieczających, mających na celu zapewnienie ochrony przed różnego rodzaju zakłóceniami i zwarciami. Chociaż podstawowe zabezpieczenia, takie jak wyłączniki różnicowoprądowe (RCD) oraz wyłączniki nadprądowe (MCB) są skuteczne w wykrywaniu niektórych zwarć równoległych, to nie zapewniają odpowiedniej ochrony przed szeregowymi zwarciami łukowymi. Wynika to z faktu, że prądy takiego wyładowania łukowego często nie przekraczają wartości znamionowej obciążenia i tym samym nie powodują pobudzenia tych zabezpieczeń.



Rys. 5. Wyłącznik kombinowany wyposażony w moduł detektora AFDD, zabezpieczenie nadprądowe MCB oraz różnicowoprądowe RCD [12]

Najbardziej zaawansowanym obecnie rozwiązaniem w zakresie ochrony przed tego rodzaju zagrożeniami są przeciwpożarowe detektory iskrzenia (AFDD), zaprojekto-

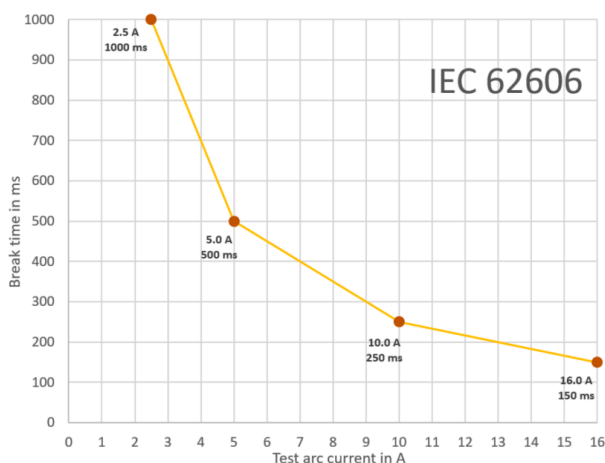
wane z myślą o wykrywaniu zarówno zwarć szeregowych, jak i równoległych. Detektory AFDD stanowią stosunkowo nowe rozwiązanie w dziedzinie ochrony przeciwpożarowej instalacji elektrycznych. Ich rozwój oraz proces standaryzacji rozpoczęły się dopiero w ostatnich kilkunastu latach, co czyni je wciąż rozwijającą się technologią. Cechą charakterystyczną detektorów AFDD jest wysoki stopień złożoności technologicznej, wynikający z konieczności prowadzenia zaawansowanej analizy sygnałów elektrycznych w czasie rzeczywistym.

W przeciwieństwie do klasycznych urządzeń zabezpieczających, które działają na podstawie prostych progów prądowych lub napięciowych, detektory AFDD wykorzystują cyfrowe algorytmy przetwarzania sygnałów. Analizie poddawane są m.in. zakłócenia wysokoczęstotliwościowe, charakterystyczne dla procesów wyładowania łukowego, co umożliwia identyfikację zwarć łukowych zarówno szeregowych, jak i równoległych. Na podstawie tej analizy wykonywanej w czasie rzeczywistym podejmowana jest decyzja o wyzwoleniu zabezpieczenia [3], [13].

Z racji tego, że detektory AFDD najczęściej są przeznaczone do instalacji odbiorczych niskiego napięcia, są wykonywane jako aparaty modułowe do montażu na szynę TH-35. Występują jako niezależne aparaty elektryczne skojarzone z członem nadprądowym (MCB) oraz często aparaty kombinowane zawierający aż trzy zabezpieczenia w jednej obudowie – MCB + RCD + AFDD (rys. 5).

Detektory AFDD są także implementowane w inne urządzenia tj. inwertery stosowane w instalacjach fotowoltaicznych, w celu zwiększenia bezpieczeństwa przeciwpożarowego w wyniku poluzowania się czy uszkodzenia złącza lub przewodu.

Wciąż trwają prace nad ulepszonymi konstrukcjami detektorów AFDD oraz nad zaawansowanymi algorytmami detekcji uszkodzeń, z wykorzystaniem chociażby sztucznych sieci neuronowych [14]–[16].



Rys. 6. Charakterystyka czasowo-prądowa detektora AFDD [17]

Standard działania detektorów AFDD określa norma IEC 62606, która między innymi definiuje próg detekcji na poziomie 2,5 A (rys. 6). Wyniki badań wskazują, że zwarcia łukowe występujące przy prądach niższych niż 2,5 A, również mogą prowadzić do zapłonu i pożaru, co stanowi realne zagrożenie. Ponadto w niektórych przypadkach detektory AFDD nie wykrywają zwarcę także przy wyższych wartościach prądu obciążenia, co potwierdza istniejące ograniczenia tej technologii i wskazuje na potrzebę dalszego jej rozwoju oraz udoskonalania algorytmów detekcji [18].

4. Opis stanowiska pomiarowego

Celem przeprowadzonych badań było zgłębienie zagadnienia szeregowych zwarcę łukowych w instalacjach niskiego napięcia. Szczególnie istotnym aspektem badań było zrozumienie, czy szeregowe zwarcia łukowe mogą rozwijać się przy niskich prądach obciążenia, a także sprawdzenie skuteczności działania detektorów AFDD w tych warunkach. W związku z tym, istota badań polegała na:

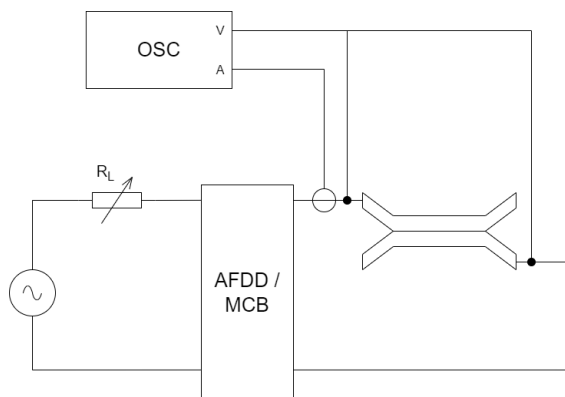
- zbadaniu parametrów fizycznych i elektrycznych wpływających na rozwój szeregowego zwarcia łukowego oraz energię wydzielaną w miejscu zwarcia w niskonapięciowych przewodach i kablach zasilających,
- zrozumieniu mechanizmów powstawania i rozprzestrzeniania się zwarcia łukowego oraz określeniu czynników wpływających na jego intensywność i skutki,
- analizie zwarcę łukowych przy niskich prądach, poniżej progu działania detektorów AFDD, aby zweryfikować założenia producentów dotyczące bezpieczeństwa w tym zakresie.

Do przeprowadzenia badań zaprojektowano i zbudowano stanowisko laboratoryjne, umożliwiające bezpieczne inicjowanie oraz opomiarowanie wyładowania łukowego w próbkach kablowych (rys. 7). W celu precyzyjnego sterowania wartością prądu w obwodzie, zastosowano dekadę rezystorową. Próbki przewodów umieszczano na ceramicznych podkładkach, aby zapewnić odporność mechaniczną i termiczną w warunkach generowanych podczas wyładowania łukowego.

Tabela 1. Spis urządzeń pomiarowych

Urządzenie	Model
Kamera termowizyjna	FLIR T335
Dekada rezystorowa	$U_n = 230 \text{ V}$; $I = 0\text{--}16\text{ A}$ (+/-0,2 A)
Cęgi prądowe	Hameg H256-2
Amperomierz	Kontrolny pomiar prądu zadanego Hioki 3287
Detektor AFDD	ABB AFDD+RCD+MCB B16
Rejestrator oscyloskopowy	Yokogawa DL850

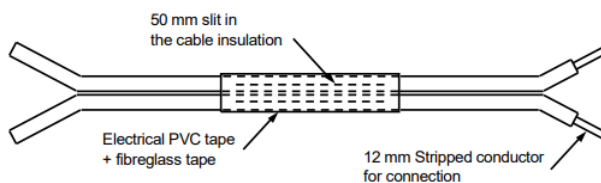
Cały układ zabezpieczono przeciwpożarowym detektorem iskrzenia AFDD, którego zadaniem była ocena skuteczności wykrywania zwarć łukowych. Temperaturę powierzchni przewodów rejestrowano przy użyciu kamery termowizyjnej podłączonej do komputera, co umożliwiało jednocześnie zapis obrazu oraz analizę rozkładu temperatur w czasie rzeczywistym. Rejestrację przebiegów elektrycznych realizowano za pomocą rejestratora oscyloskopowego. Do pomiaru prądu wykorzystano cęgi prądowe, natomiast pomiar napięcia prowadzono za pomocą sondy napięciowej umieszczonej bezpośrednio w miejscu generowania wyładowania łukowego.



Rys. 7. Schemat układu pomiarowego

5. Przygotowanie próbek kablowych

Sposób przygotowania próbek kablowych do badań został opracowany na podstawie propozycji próbek do testów detektorów AFDD zawartych w normie IEC 62606 (rys. 8). Badania nie miały na celu testowania skuteczności urządzenia, propozycja z normy posłużyła jako sugestia do wytworzenia stabilnego łuku elektrycznego,



Rys. 8. Próbką kablowa wg IEC 62606 [19]

Wykorzystano trzy rodzaje przewodów, powszechnie występujących w niskonapięciowych instalacjach budynkowych, różniących się materiałem izolacji i rodzajem żyły:

- **YDY** – drut z izolacją z polwinitu (oznaczane białą taśmą);
- **OMY** – linka z izolacją z polwinitu (oznaczane zieloną taśmą);
- **OW** – linka z izolacją z gumy (oznaczane niebieską taśmą).

Przygotowane próbki były dwuprzewodowe, o długości 10 cm i przekroju 1,5 mm². Przewody były ściśle ze sobą związane taśmą izolacyjną, a izolacja została przecięta równoległe do przewodów. Na końcach przewodów zdjęto izolację w celu umożliwienia podłączenia ich do układu (rys. 9).



Rys. 9. Przykład przygotowanej próbki kablowej przed zwęgleniem

Aby umożliwić powstanie łuku elektrycznego przy znamionowym napięciu 230 V, konieczne było zwęglenie izolacji w miejscu nacięcia. Do tego celu wykorzystano napięcie około 7 kV (przy prądzie około 1 A).

Następnie próbki zabezpieczono taśmą z włókna szklanego, aby utrzymać zwęglenie w uszkodzonym obszarze. Próbki zostały ponumerowane (rys. 10). Dodatkowo, zmierzono rezystancję izolacji za pomocą miernika Sonel MIC-30, co miało na celu usystematyzowanie próbek i analizę wpływu stopnia zwęglenia na rozwój zwarcia łukowego.



Rys. 10. Przykład próbki kablowej po zwęgleniu przygotowanej do badania

6. Badania

Podczas badań zweryfikowano 90 próbek kablowych, w tym po 30 dla każdego z analizowanych rodzajów przewodów: YDY, OMY oraz OW. Kluczowym celem badań było sprawdzenie wpływu wartości prądu obciążenia na rozwój powstałego zwarcia łukowego, ze szczególnym uwzględnieniem progu działania detektorów

AFDD. W tym celu, prąd obciążenia dobrano tak, aby móc zbadać reakcję próbek zarówno poniżej, jak i powyżej wartości 2,5 A, która jest progiem, poniżej którego detektory AFDD (zgodnie z normą IEC 62606) nie powinny działać.

Zdecydowano się na następujące cztery wartości prądu: 1 A (reprezentująca prąd poniżej progu działania AFDD), 3 A (reprezentująca prąd powyżej progu działania AFDD, pozwalająca ocenić reakcję urządzenia i rozwój zwarcia), 5 A, 10 A (aby sprawdzić wpływ wielkości prądu na rozwój zjawiska, zachowując proporcję 1 do 2). Dobór prądu do konkretnych próbek kierowano wartością rezystancji izolacji próbek, zmierzoną po procesie zwęglania. Umożliwiło to porównanie próbek o zbliżonej wartości rezystancji izolacji, a także analizę wpływu tego parametru na rozwój zjawiska zwarcia łukowego.

W trakcie badań rejestrowano szczegółowe pomiary oraz obserwacje: przebiegi prądu i napięcia zwarcia za pomocą oscyloskopu i cęgów prądowych/sondy napięciowej, temperaturę próbki przy użyciu kamery termowizyjnej, obserwacje reakcji próbki oraz zapisy wideo z rejestratora. Notowano kolejność pomiarów, a dla każdej próbki jej reakcję podzielono na następujące kategorie:

- małe i krótkie zwarcie łukowe;
- mocne i duże zwarcie łukowe;
- płomień;
- zadziałanie AFDD;
- brak reakcji.

Pomiary rozpoczynano od najniższych prądów do najwyższych. Każda próba była prowadzona do momentu przepalenia się próbki, powstania ognia lub zadziałania detektora AFDD, a w przypadku braku reakcji, do końca czasu rejestracji pomiaru z oscyloskopu (około 1 minuta). Przykładowe przebiegi prądu i napięcia dla poszczególnych próbek zaprezentowano na rys. 12. Po wypaleniu, próbki nie były zdadne do dalszych badań (rys. 13). Poszczególne etapy rozwoju wyładowania łukowego podczas badań, zaprezentowano na rys. 11.



Rys. 11. Etapy rozwoju wyładowania łukowego

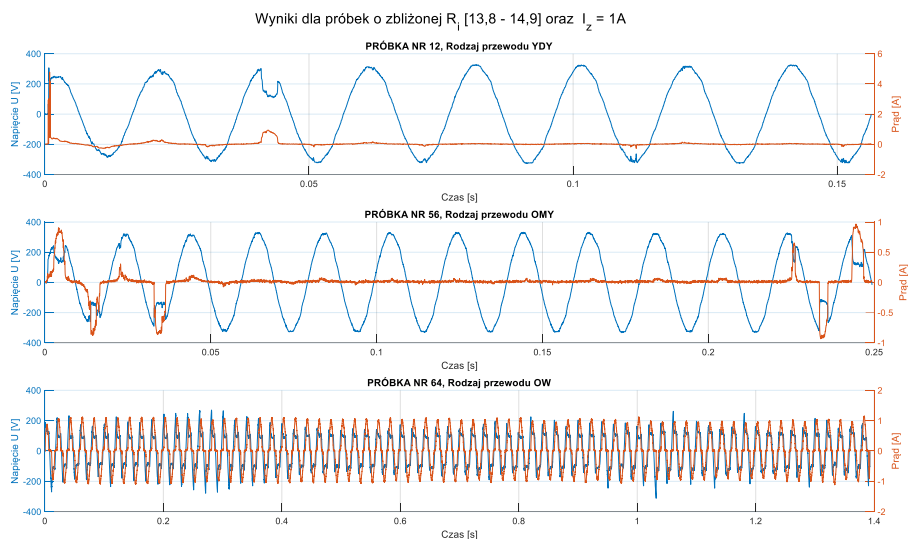
Na podstawie przeprowadzonych badań i analizy wyników (zgromadzonych w tab. 2) stwierdzono, że najczęściej obserwowaną reakcją było niewielkie, krótkotrwałe wyła-

dowanie łukowe. Taki charakter wyładowania odnotowano niemal we wszystkich próbkach typu YDY – w 29 spośród 30 przypadków nie zaobserwowano intensywniejszego wyładowania łukowego ani obecności płomienia. Podobną reakcję wykazała znaczna część przewodów typu OMY – w 23 na 33 przypadki również odnotowano jedynie krótkie, słabe wyładowanie łukowe. Z kolei bardziej intensywne, dłużej trwające wyładowania łukowe zaobserwowano przede wszystkim w próbach przeprowadzanych przy prądzie 1 A – w 6 na 7 przypadków.

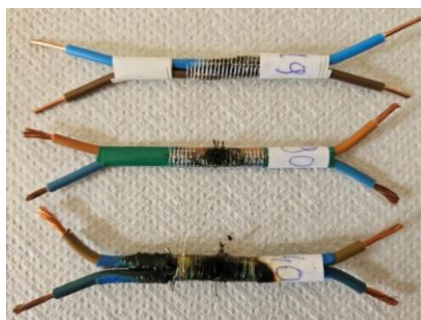
Tabela 2. Zestawienie wyników badań ukazujące ilość wystąpień reakcji w zależności od rodzaju przewodu oraz prądu zadanego

Reakcja	Prąd obciążenia I [A]	Rodzaj przewodu			Suma wystąpień	
		OMY	OW	YDY		
Brak	1	0	0	0	0	3
	3	1	0	0	1	
	5	0	1	0	1	
	10	0	0	1	1	
Małe, krótkie zwarcie łukowe	1	6	1	8	15	60
	3	5	0	8	13	
	5	6	3	7	16	
	10	6	4	6	16	
Mocne, dłuższe zwarcie łukowe	1	3	3	0	6	7
	3	0	0	0	0	
	5	0	0	0	0	
	10	1	0	0	1	
Płomień	1	0	5	0	5	20
	3	1	5	0	6	
	5	1	5	0	6	
	10	0	3	0	3	
Zadziałanie AFDD	1	0	0	0	0	11
	3	1	1	0	2	
	5	1	5	0	6	
	10	1	2	0	3	
Suma wystąpień		33	38	30	101	

Występowanie płomienia było charakterystyczne głównie dla przewodów typu OW – zjawisko to zaobserwowano w 18 z 20 przypadków. Co istotne, to właśnie w tych próbach najczęściej zadziałał detektor AFDD. Urządzenie nie zareagowało ani razu przy prądzie o natężeniu 1 A.



Rys. 12. Przebiegi prądu i napięcia dla próbek o zbliżonej wartości rezystancji izolacji



Rys. 13. Przykładowe próbki po wykonaniu badań

Na podstawie powyższych obserwacji można wywnioskować, że najbardziej intensywne wyładowanie występuje przy niskich wartościach prądu, znajdujących się poniżej zakresu działania detektora AFDD. Spośród wszystkich badanych przewodów, typ YDY wykazał najwyższą odporność na rozwój intensywnych wyładowań i pojawienie się płomienia, natomiast największą podatność na rozwój zwarcia łukowego stwierdzono w przypadku przewodów typu OW. Prawdopodobną przyczyną tego zjawiska jest charakterystyka materiału izolacyjnego zastosowanego w tym typie przewodu.

W dalszej części badań przeprowadzono szczegółową analizę mającą na celu określenie wpływu wybranych parametrów na rozwój szeregowego zwarcia łukowego. Uwzględniono w niej następujące czynniki: rodzaj zastosowanego przewodu, wartość zadanego prądu oraz rezystancję izolacji uszkodzonego odcinka przewodu. Na pod-

stawie zmierzonych wartości obliczono także przybliżoną ilość wydzielonej energii cieplnej wydzielonej w miejscu zwarcia.

Tabela 3 konsoliduje dane z poszczególnych serii badań, prezentując parametry zarejestrowane dla różnych rodzajów przewodów (YDY, OMY, OW) przy zbliżonych wartościach rezystancji izolacji (R_i) oraz zadanych prądach (I_z).

Tabela 3. Zbiorcze zestawienie wyników badań dla wpływu rodzaju przewodu na rozwój zwarcia łukowego

Numer próbki	Rodzaj przewodu	Prąd zadany I_z [A]	Rezystancja izolacji R_i [k Ω]	Maksymalna temperatura T_{max} [°C]	Prąd skuteczny I_{RMS} [A]	Napięcie skuteczne U_{RMS} [V]	Czas zwarcia t [s]	Energia zwarcia E [J]
12	YDY	1	13,9–14,9	122	0,19	218,20	0,16	6,47
56	OMY		13,9–14,9	62	0,19	218,16	0,25	10,49
64	OW		13,9–14,9	>750	0,61	111,14	1,39	94,34
41	YDY	3	13,5–15,3	209	0,79	214,76	0,03	4,61
24	OMY		13,5–15,3	119	0,25	228,91	1,77	101,97
5	OW		13,5–15,3	737	2,39	84,67	0,43	86,60
75	YDY	5	1,5–1,7	150	0,80	229,95	0,49	90,20
90	OMY		1,5–1,7	>750	4,02	94,25	0,42	159,79
37	OW		1,5–1,7	>750	3,81	78,66	0,59	175,46
46	YDY	10	8,9–10,0	123	2,18	221,48	0,08	36,67
23	OMY		8,9–10,0	<80	4,32	198,15	0,06	49,06
35	OW		8,9–10,0	232	7,78	77,94	0,18	110,36

Przewody typu YDY wykazały najwyższą odporność na uszkodzenia wynikające z działania łuku elektrycznego. Wyładowania w tych próbkach miały zazwyczaj charakter krótkotrwały i mało intensywny, a wartość wydzielonej energii zwarcia była relatywnie niska w porównaniu do innych typów przewodów testowanych w analogicznych warunkach prądowych. Maksymalne temperatury rejestrowane w próbkach YDY rzadko przekraczały 250 °C.

Z kolei przewody typu OMY charakteryzowały się umiarkowanym poziomem ryzyka. W badaniach obserwowano zarówno krótkie i słabe wyładowania, jak i przypadki intensywniejszych zwarć. Przy wartościach prądów wynoszących 5 A oraz 10 A, próbki OMY wykazywały porównywalną podatność na występowanie zjawisk niepożądanych, w tym powstawanie płomienia, jak przewody OW – szczególnie w warunkach obniżonej rezystancji izolacji. W części przypadków zanotowano długotrwałe wyładowania łukowe oraz znaczną wartość wydzielonej energii, mimo że temperatury nie osiągały tak wysokich poziomów jak w próbkach OW.

Największą podatność na rozwój zwarcia łukowego i zapłon wykazały przewody typu OW, co czyni je najbardziej ryzykownymi pod względem bezpieczeństwa pożarowego. W próbkach tego typu często dochodziło do zapalenia się izolacji, czemu towarzyszyły znaczne wzrosty temperatury – nierzadko przekraczające 750 °C – oraz

wydłużony czas trwania przepływu prądu i spadki napięcia w miejscu zwarcia. Energia wydzielana podczas zwarcia w przewodach OW należała do najwyższych spośród wszystkich analizowanych typów. Wysoka podatność na zapłon wynika prawdopodobnie z właściwości zastosowanej izolacji gumowej, która, mimo że wymaga dłuższego wyładowania do zainicjowania płomienia, wykazuje wyraźnie większą palność niż izolacja z polwinitu stosowana w przewodach YDY.

7. Uwagi i wnioski

- Detektor AFDD nie wykrył żadnego zwarcia dla prądu 1 A, co było zgodne z założeniami producenta (czyli brakiem działania poniżej 2,5 A).
- Detektor iskrzenia wykrywał wybiórczo zwarcia dla prądów 3, 5 i 10 A.
- Badania wykazały, że założenie producenta o braku konieczności zabezpieczenia układu przed zwarciami łukowymi przy prądzie poniżej 2,5 A jest błędne, ponieważ zwarcia poniżej tej wartości są również niebezpieczne.
- Stwierdzono, że szeregowe zwarcie łukowe jest najbardziej intensywne dla niskiego prądu (poniżej zakresu działania detektora AFDD).
- Dla próbek OW (linka z izolacją z gumy), które okazały się najbardziej podatne na zwarcia łukowe i zapalenie się, największe niebezpieczeństwo występowało przy prądzie zadanym 1 A, gdzie powstawał płomień, a zwarcie, mimo niskich prądów, było dłuższe.
- Dla prądu zadanego 1 A, wraz ze zwiększeniem rezystancji izolacji, zwiększała się energia zwarcia dla przewodu YDY, co może wynikać z dłuższego czasu trwania zwarcia. Przy mniejszej rezystancji izolacji próbki szybciej ulegały degradacji.
- Wnioski z badań wskazują, że dalszy rozwój zabezpieczeń przeciwko zwarciom łukowym powinien skupiać się również na zwarciach przy niskich prądach, ponieważ stanowią one istotne zagrożenie pożarowe, a obecne detektory AFDD nie zapewniają dla nich pełnej ochrony.

Literatura

- [1] PN-HD 60364 Instalacje elektryczne niskiego napięcia (norma wieloarkuszowa).
- [2] Restrepo C.E., *Arc Fault Detection and Discrimination Methods*, [w:] *Electrical Contacts – 2007 Proceedings of the 53rd IEEE Holm Conference on Electrical Contacts*, IEEE, 2007, 115–122, DOI: 10.1109/HOLM.2007.4318203.
- [3] Siemens, *5sM6 AFD Unit Technology Primer*, Siemens.
- [4] Czapp S., *Wymagania stawiane urządzeniom do detekcji zwarć łukowych w instalacjach niskiego napięcia*, Zesz. Nauk. Wydz. Elektrotechniki Autom. Politech. Gdań., t. Nr 64, 2019, DOI: 10.32016/1.64.01.
- [5] Czapp S., *Time-current tripping curves of arc fault detection devices*, *Autom. Elektr. Zakłócenia*, 2019, t. 10, 16–18, DOI: 10.17274/aez.2019.37.02.

- [6] Du L., Shen Y., Xu Z., Chen L., Chen D., *Characteristics and fire-inducing risk analyses of arc faults in low-voltage electrical systems*, *Electr. Power Syst. Res.*, 2025, t. 238, 111199, DOI: 10.1016/j.epsr.2024.111199.
- [7] *Zwarcia łukowe w rozdzielnicach średniego i niskiego napięcia*, dostęp: 31 lipca 2025, [Online]. Dostępne na: <https://www.elektro.info.pl/arttykul/instalacje-elektroenergetyczne/205239,zwarcia-lukowe-w-rozdzelnicach-sredniego-i-niskiego-napiecia>
- [8] EATON, *Pożary spowodowane przez urządzenia elektryczne w instalacjach niskiego napięcia*, *Przewodnik po normie IEC 60364*. 2020.
- [9] *Statystyki pożarów budynków*. dostęp: 31 lipca 2025, [Online]. Dostępne na: <https://www.elektro.info.pl/arttykul/ochrona-ppoz/157443,statystyki-pozarow-budynkow>
- [10] SIEMENS, *5SM6 AFDD – zgodne z normami, sprawdzone zabezpieczenie*.
- [11] „Electrical Discharges”. [Online]. Dostępne na: <https://web.archive.org/web/20230415204322/http://www.physics.csbsju.edu/tk/370/jcalvert/dischg.htm.html>
- [12] *Detektor AFDD*, dostęp: 31 lipca 2025. [Online]. Dostępne na: <https://www.eaton.com/de/de-de/skuPage.187168.html>
- [13] Czosnyka M., Budzisz J., *Algorytm wykrywania iskrzenia w detektorach AFDD*, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2024, nr 6, DOI: 10.15199/48.2024.06.57.
- [14] Kim K.-T., Yoon M.-H., Park C.-M., Park J.-H., Lim S.-H., *Low Voltage AC Series Arc Fault Detection Method Based on Approximate Entropy for Low Computational Performance Device*, *IEEE Access*, 2025, t. 13, 116556–116568, DOI: 10.1109/ACCESS.2025.3583939.
- [15] Tang A., Wang Z., Tian S., Gao H., Gao Y., Guo F., *Series Arc Fault Identification Method Based on Lightweight Convolutional Neural Network*, *IEEE Access*, 2024, t. 12, 5851–5863, DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3350644.
- [16] He Z., Gao R., Li W., Zhao H., *Series Arc Fault Detection Method Based on Load Classification and Convolutional Neural Network*, *IEEE International Conference on Prognostics and Health Management (ICPHM)*, 2024, 265–273, DOI: 10.1109/ICPHM61352.2024.10626788.
- [17] Budzisz J., Czosnyka M., *Arc fault detection devices efficiency in cooperation with switch-mode power supplies*, *Electr. Power Syst. Res.*, 2022, t. 209, 107943, DOI: 10.1016/j.epsr.2022.107943.
- [18] Budzisz J., Czosnyka M., *Skuteczność działania AFDD przy niskich prądach obciążenia*, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2023, t. 1, nr 1, 166–168, DOI: 10.15199/48.2023.01.31.
- [19] IEC 62606:2013 General requirements for arc fault detection devices, 2013.

BEZPIECZEŃSTWO ELEKTRYCZNE W KONTEKŚCIE TRANSFORMACJI CYFROWEJ MASZYN PRZEMYSŁOWYCH WEDŁUG AKTUALNYCH REGULACJI UE

W wyniku transformacji cyfrowej maszyn przemysłowych, istnieje konieczność dostosowania przepisów UE dla zapewnienia kompleksowego bezpieczeństwa elektrycznego. Dyrektywa Niskonapięciowa (LVD) 2014/35/UE wciąż stanowi podstawę bezpieczeństwa elektrycznego sprzętu w zakresie 50-1000V AC i 75-1500V DC, z odpowiedzialnością producenta. W zakresie bezpieczeństwa mechanicznego, podstawę regulacji stanowi Dyrektywa Maszynowa 2006/42/WE.

Wraz z 20.01.2027, Dyrektywa 2006/42/WE zostanie zastąpiona Rozporządzeniem (UE) 2023/1230, które nie tylko uchyla dyrektywę maszynową, ale również poszerza jej zakres o cyberbezpieczeństwo oraz zagrożenia oprogramowania, szczególnie dla maszyn z AI. Wymaga ono ochrony bezpieczeństwa krytycznego oprogramowania i danych przed uszkodzeniem oraz rejestrowania interwencji. Certyfikacja cyberbezpieczeństwa (wg Rozporządzenia 2019/881) może teraz potwierdzać zgodność z wymogami bezpieczeństwa układów sterowania. Nowe rozporządzenie podtrzymuje nadrzędność LVD dla podstawowych ryzyk elektrycznych, ale rozszerza zakres na ogólne, całościowe bezpieczeństwo maszyn w kontekście cyfrowym. W artykule przedstawiono, które z wymienionych dokumentów i w jakim zakresie regulują bezpieczeństwo maszyn w kontekście implementacji Rozporządzeń UE 2023/1230 i 2025/37.

1. Bezpieczeństwo użytkowania sprzętu elektrycznego – (Dyrektywa Niskonapięciowa (LVD) 2014/35/UE)

Podstawowym dokumentem UE, regulującym bezpieczeństwo użytkowania sprzętu elektrycznego jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/35/UE (znana również jako Dyrektywa Niskonapięciowa, LVD) z dnia 26 lutego 2014 r. Jej głównym celem jest „harmonizacja przepisów państw członkowskich dotyczących udostępniania na rynku sprzętu elektrycznego przeznaczonego do użytku w określonych granicach napięcia” [1]. Ma na celu zapewnienie ochrony zdrowia i bezpieczeństwa ludzi, zwierząt domowych oraz mienia, przy jednoczesnym utrzymaniu swobodnego przepływu towarów na rynku wewnętrznym Unii Europejskiej. Dyrektywa 2014/35/UE obejmuje sprzęt elektryczny przeznaczony do użytku przy napięciu z zakresów między 50 V a 1 000 V prądu przemiennego (AC) oraz między 75 V a 1 500 V prądu

stałego (DC). W Załączniku I Dyrektywy [1] określono podstawowe elementy celów związanych z bezpieczeństwem, które sprzęt elektryczny musi spełniać. „Sprzęt ten musi być zaprojektowany i wytworzony zgodnie z zasadami dobrej praktyki inżynierskiej w zakresie zagadnień bezpieczeństwa obowiązujących w Unii” [1]. W praktyce oznacza to, że projektowanie i produkcja sprzętu muszą spełniać uznane standardy techniczne i inżynierskie, które są powszechnie akceptowane w Unii Europejskiej jako zapewniające odpowiedni poziom bezpieczeństwa. Wyraża się to poprzez stosowanie aktualnej wiedzy technicznej, przestrzegania norm zharmonizowanych (np. EN, ISO), uwzględnianie ryzyk i zagrożeń zgodnie z zasadami oceny ryzyka, tworzenie rozwiązań powinno opierać się na zasadach dostosowania do użytkownika, trwałości działania oraz zapewnienia odpowiedniego poziomu ochrony. Cały proces powinien być jasno opisany i możliwy do zweryfikowania poprzez powtarzalne próby. Urządzenia nie mogą stwarzać ryzyka dla ludzi, zwierząt domowych ani otoczenia, o ile są właściwie zamontowane, utrzymywane w dobrym stanie i używane zgodnie z ich funkcją. Dyrektywa 2014/35/UE [1] „wymaga technicznych środków zapewniających ochronę przed następującymi zagrożeniami:

- stwarzanymi przez sam sprzęt elektryczny (urządzenia powinny być skonstruowane tak, aby chronić ludzi i zwierzęta domowe przed skutkami kontaktu z napięciem – zarówno bezpośrednim, jak i pośrednim. Należy również zapobiegać powstawaniu niebezpiecznych zjawisk, takich jak nadmierne nagrzewanie się, łuki elektryczne czy emisja szkodliwego promieniowania. Konstrukcja powinna uwzględniać także zabezpieczenia przed innymi zagrożeniami, które mogą wynikać z działania urządzenia, nawet jeśli nie są związane bezpośrednio z elektrycznością. Odpowiednia izolacja musi być dostosowana do warunków, w jakich sprzęt będzie eksploatowany.
- wynikającymi z oddziaływania czynników zewnętrznych na sprzęt elektryczny (Urządzenie powinno być przystosowane do przewidywanych obciążeń mechanicznych w taki sposób, aby nie stwarzało ryzyka dla ludzi, zwierząt domowych ani otoczenia. Musi również wykazywać odporność na czynniki środowiskowe, które mogą wystąpić w typowych warunkach eksploatacji, oraz zapewniać bezpieczeństwo nawet w sytuacjach, w których dochodzi do przeciążenia w granicach uznanych za możliwe.)”.

Z zakresu Dyrektywy 2014/35/UE [1] został wyłączony sprzęt elektryczny przeznaczony do użytku w atmosferze wybuchowej (Dyrektywa ATEX 2014/34/UE), sprzęt elektryczny o przeznaczeniu radiologicznym i medycznym (Rozporządzenie (UE) 2017/745 w sprawie wyrobów medycznych), części elektryczne dźwigów osobowych i towarowych (Dyrektywa 2014/33/UE w sprawie dźwigów), liczniki energii elektrycznej (Dyrektywa 2014/32/UE (MID – Dyrektywa w sprawie przyrządów pomiarowych)), wtyczki i gniazda do użytku domowego (brak harmonizacji na poziomie UE – zazwyczaj regulowana na poziomie krajowym), urządzenia sterujące do ogrodzeń pod napięciem, zakłócenia radioelektryczne (Dyrektywa 2014/30/UE (EMC – kompatybil-

ność elektromagnetyczna)), specjalistyczny sprzęt elektryczny przeznaczony do użytku na statkach, w samolotach oraz na kolei, spełniający wymagania bezpieczeństwa ustalone przez jednostki międzynarodowe, w skład których wchodzi państwa członkowskie i specjalnie skonstruowane zestawy do przeprowadzania badań, przeznaczone wyłącznie do użytku w tym celu w jednostkach badawczo-rozwojowych.

Dyrektywa 2014/35/UE [1] w zakresie bezpieczeństwa użytkowania urządzeń elektrycznych zobowiązuje producentów urządzeń do zapewnienia, że ich sprzęt elektryczny został zaprojektowany i wytworzony zgodnie z celami dotyczącymi bezpieczeństwa. Cele te określa Załącznik I Dyrektywy [1]. Ponadto, muszą sporządzić dokumentację techniczną zgodnie z Załącznikiem III. Dokumentacja ta musi umożliwiać ocenę zgodności sprzętu z odpowiednimi wymaganiami. Powinna też obejmować analizę i ocenę ryzyka, a także projekt, produkcję i działanie sprzętu. Producenci powinni też przeprowadzić procedurę oceny zgodności (Moduł A – wewnętrzna kontrola produkcji [1]). Co istotne, wg Dyrektywy LVD nie przewiduje się udziału jednostki notyfikowanej w tej procedurze. Jeśli zostanie wykazana zgodność produktu z założonymi celami, producenci producent sporządza deklarację zgodności UE i umieszcza oznakowanie CE na sprzęcie elektrycznym. Musi też zapewnić dołączenie do sprzętu instrukcji oraz informacji na temat bezpieczeństwa „w języku łatwo zrozumiałym dla konsumentów i innych użytkowników końcowych, określonym przez zainteresowane państwo członkowskie”. Instrukcje te muszą być jasne, zrozumiałe i czytelne. Dla samodzielnego sprzętu elektrycznego objętego Dyrektywą 2014/35/UE, nie przewiduje się możliwości instrukcji wyłącznie elektronicznych. Brak jest przepisów zezwalających na dostarczanie instrukcji w formie cyfrowej zamiast fizycznej.

2. Bezpieczeństwo Maszyn: Dyrektywa 2006/42/WE

Do 2023 roku podstawowym dokumentem UE, regulującym bezpieczeństwo maszyn, była Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/42/WE z dnia 17 maja 2006 r. [2] w sprawie maszyn (znana również jako Dyrektywa Maszynowa). Głównym założeniem Dyrektywy [2] było ujednolicenie regulacji obowiązujących w krajach członkowskich dotyczących wprowadzania maszyn do obrotu. Miała ona również na celu zagwarantowanie wysokiego standardu ochrony zdrowia i bezpieczeństwa osób – zarówno konsumentów, jak i użytkowników profesjonalnych, a tam, gdzie to zasadne, także zwierząt domowych oraz mienia. Dyrektywa [2] dążyła do ograniczenia społecznych kosztów związanych z wypadkami powodowanymi przez maszyny, promując ich bezpieczne projektowanie, produkcję oraz odpowiedni montaż i utrzymanie. Dyrektywa 2006/42/WE [2] miała zastosowanie do „maszyn, wyposażenia wymiennego, elementów bezpieczeństwa, osprzętu do podnoszenia, łańcuchów, lin i pasów, odłączalnych urządzeń do mechanicznego przenoszenia napędu, maszyn nieukończonych”.

Z zakresu Dyrektywy 2006/42/WE [2] wyłączono części zamienne do maszyn, jeśli są identyczne z oryginalnymi i pochodzą od producenta, urządzenia specjalnie przeznaczone do użytku w wesołych miasteczkach lub parkach rozrywki. Poza zakresem dyrektywy znajdują się również maszyny wykorzystywane w sektorze jądrowym, które mogą stwarzać ryzyko emisji promieniowania, a także sprzęt wojskowy, policyjny i badawczy, jeśli został zaprojektowany do celów specjalistycznych. Dyrektywa [2] nie obejmuje swym zakresem także niektórych środków transportu (regulowanych innymi Dyrektywami), np. ciągników rolniczych i leśnych, pojazdów silnikowych i ich przyczep, pojazdów dwu- lub trzykołowych, wyścigowych czy środków transportu lotniczego, wodnego i kolejowego – obejmuje jednak maszyny zamocowane na tych pojazdach. Dyrektywa nie obejmuje również maszyn wykorzystywanych w przemyśle wydobywczym do transportu pionowego, urządzeń scenicznych do przemieszczania artystów. Co szczególnie istotne, z jej zakresu wyłączono sprzęt elektryczny i elektroniczny objęty LVD 2014/35/UE, obejmujący większość rodzajów sprzętu elektrycznego, w tym: „urządzenia gospodarstwa domowego, sprzęt audiowizualny, sprzęt informatyczny, maszyny biurowe powszechnego użytku, aparatura rozdzielcza i aparatura sterownicza niskiego napięcia, oraz silniki elektryczne oraz niektóre rodzaje sprzętu elektrycznego wysokiego napięcia, takie jak aparatura rozdzielcza i sterownicza oraz transformatory” [2].

Chociaż Dyrektywa 2006/42/WE wyłączała z zakresu LVD samodzielny sprzęt elektryczny, to jednak cele bezpieczeństwa określone w dyrektywie 2014/35/UE miały zastosowanie do maszyn zasilanych energią elektryczną. Obowiązki dotyczące oceny zgodności i wprowadzania do obrotu lub oddawania do użytku maszyn w odniesieniu do zagrożeń elektrycznych były jednak regulowane wyłącznie przez Dyrektywę Maszynową 2006/42/WE. Oznacza to, że maszyna musiała spełniać wymogi bezpieczeństwa elektrycznego z LVD, ale procedura oceny i wprowadzenia do obrotu była określona w dyrektywie maszynowej.

Zgodnie z Dyrektywą 2006/42/WE [2], producenci byli zobowiązani do spełnienia szeregu wymagań mających na celu zapewnienie bezpiecznego użytkowania maszyn oraz umożliwienie ich swobodnego obrotu na rynku unijnym. W szczególności musieli zadbać o to, by projekt i wykonanie maszyn odpowiadały podstawowym zasadom ochrony zdrowia i bezpieczeństwa, określonym w Załączniku I do tej Dyrektywy.

W ramach wymagań określonych w Dyrektywie 2006/42/WE, producenci byli zobowiązani do przeprowadzenia cyklicznej analizy zagrożeń oraz wdrażania środków ograniczających ryzyko. Zobowiązani byli również do opracowania dokumentacji technicznej zgodnie z Załącznikiem VII, część A [2]. Dokumentacja ta musiała umożliwiać ocenę zgodności maszyny z odpowiednimi wymaganiami, zawierać analizę i ocenę ryzyka, a także informacje dotyczące projektu, procesu produkcji i działania maszyny. Choć nie było konieczne jej stałe przechowywanie w formie fizycznej, musiała być możliwa do odtworzenia i udostępnienia na żądanie organów krajowych przez co najmniej 10 lat od daty wyprodukowania ostatniego egzemplarza.

W zależności od rodzaju maszyny, określonego w Załączniku IV [2], należało zastosować odpowiednią procedurę oceny zgodności. Dla większości maszyn wystarczającą była wewnętrzna kontrola produkcji (Moduł A [2]), natomiast w przypadku urządzeń o podwyższonym ryzyku wymagane było przeprowadzenie badania typu WE z udziałem jednostki notyfikowanej lub zastosowanie procedury pełnego zapewnienia jakości. Po potwierdzeniu zgodności, producent sporządzał deklarację zgodności WE (Załącznik II, część 1, sekcja A [2]) i umieszczał oznakowanie CE na maszynie.

Dodatkowo, do każdej maszyny należało dołączyć instrukcję obsługi oraz informację dotyczące bezpieczeństwa. Dokumentacja ta musiała zawierać m.in. zasady bezpiecznego użytkowania, konserwacji, napraw, opis ryzyk szczątkowych, zastosowane środki ochronne, dane dotyczące emisji hałasu i drgań, a także procedury postępowania w przypadku awarii. Dyrektywa [2] nie przewidywała możliwości przekazywania instrukcji użytkownikowi końcowemu wyłącznie w formie elektronicznej – wymóg „dołączenia instrukcji” interpretowano jako konieczność dostarczenia jej w wersji papierowej. W przypadku maszyn nieukończonych, konieczne było również przekazanie instrukcji montażu zgodnie z Załącznikiem VI [2], zawierającej warunki bezpiecznego zintegrowania z maszyną końcową.

3. Rozporządzenie (UE) 2023/1230 w sprawie maszyn

Z dniem 20 stycznia 2027 r. przepisy zawarte w Dyrektywie 2006/42/WE przestaną obowiązywać w wyniku implementacji zapisów Rozporządzenia (UE) 2023/1230 w sprawie maszyn. Dyrektywy (2014/35/UE i 2006/42/WE) wymagały transpozycji do prawa krajowego, co mogło prowadzić do pewnych różnic we wdrażaniu do prawa krajowego. Rozporządzenie 2023/1230 jest aktem bezpośrednio stosowanym we wszystkich państwach członkowskich, co ma na celu zapewnienie jednolitego stosowania w całej UE. Nowe rozporządzenie nie tylko przejmuje rolę poprzednich regulacji, ale również je rozwija. Wprowadza bardziej szczegółowe wymagania, które lepiej odpowiadają współczesnym wyzwaniom technologicznym. Uwzględnia m.in. rosnącą automatyzację, cyfryzację oraz złożoność nowoczesnych maszyn, stawiając większy nacisk na bezpieczeństwo użytkowników i zgodność z aktualnymi standardami technicznymi.

Nowe rozporządzenie wprowadza istotne zmiany nie tylko w zakresie charakteru prawnego. Choć Dyrektywa 2014/35/UE (LVD) [1] określa cele bezpieczeństwa dla sprzętu elektrycznego, obowiązki dotyczące oceny zgodności i wprowadzania do obrotu lub oddawania do użytku maszyn w odniesieniu do ryzyka elektryczności są obecnie regulowane wyłącznie przez Rozporządzenie 2023/1230 [3]. W praktyce oznacza to, że dla maszyn, aspekty bezpieczeństwa elektrycznego (nawet te w zakresie napięć LVD) są teraz częścią szerszych wymagań Rozporządzenia Maszynowego, choć LVD nadal ma zastosowanie do innych, samodzielnych produktów elektrycz-

nych. Jest to istotne, ponieważ Dyrektywa 2014/35/UE (LVD) koncentruje się na bezpieczeństwie elektrycznym, podczas gdy Dyrektywa 2006/42/WE (Maszynowa) i Rozporządzenie 2023/1230 (Maszynowe) obejmują szerszy zakres zagrożeń związanych z maszynami, w tym mechaniczne, elektryczne (w zakresie zgodnym z LVD), hałas, wibracje itp. Ponad to, LVD [1] opiera się wyłącznie na wewnętrznej kontroli produkcji przez producenta, bez udziału jednostki notyfikowanej. Dyrektywa Maszynowa [2] wprowadza udział jednostek notyfikowanych dla maszyn wysokiego ryzyka (wymienionych w Załączniku IV [2]). Rozporządzenie Maszynowe 2023/1230 rozbudowuje to, dzieląc maszyny wysokiego ryzyka na dwie kategorie (Załącznik I Część A i B [3]) z różnymi, często bardziej rygorystycznymi procedurami oceny zgodności, zwiększając rolę jednostek notyfikowanych (np. dla Polski Polskie Centrum Badań i Certyfikacji S.A., Instytut Elektrotechniki, KOMAG, Sieć Badawcza Łukasiewicz). Rozporządzenie 2023/1230 [3] wprowadza też bardziej szczegółowe regulacje dotyczące maszyn nieukończonych oraz wyraźnie określa, kiedy istotna modyfikacja czyni modyfikującego podmiot producentem, nakładając na niego pełne obowiązki producenta.

Istotne zmiany wprowadzono w zakresie instrukcji eksploatacji. Dyrektywy LVD [1] i Maszynowa [2] nie przewidywały instrukcji elektronicznych dla samodzielnego sprzętu. Rozporządzenie Maszynowe [3] wprowadza znaczącą zmianę, zezwalając na instrukcje online, ale z obowiązkiem dostarczenia bezpłatnej wersji papierowej na żądanie oraz obowiązkową papierową informacją o bezpieczeństwie dla użytkowników nieprofesjonalnych. W związku z rosnącą potrzebą łatwego dostępu do informacji, nowe przepisy nakładają na producentów obowiązek udostępniania instrukcji obsługi w formie elektronicznej. Informacja o sposobie uzyskania takiej dokumentacji musi być umieszczona na produkcie, jego opakowaniu lub w dołączonych materiałach. Dokumentacja powinna być dostępna w formacie umożliwiającym jej pobranie, zapisanie oraz wydrukowanie, tak aby użytkownik mógł z niej skorzystać w dowolnym momencie – zwłaszcza w sytuacjach awaryjnych. Wymóg ten dotyczy również instrukcji zintegrowanych z oprogramowaniem maszyny. Celem takiego rozwiązania jest nie tylko zwiększenie dostępności informacji, ale także poprawa bezpieczeństwa użytkowników oraz ograniczenie ryzyka wynikającego z braku dostępu do kluczowych danych technicznych. Dokumentacja musi być dostępna online przez cały przewidywany okres użytkowania maszyny oraz przez co najmniej 10 lat od momentu jej wprowadzenia do obrotu.

W odniesieniu do transformacji cyfrowej maszyn, Rozporządzenie [3] wprowadza również nowy wymóg udostępnienia kodu źródłowego lub logiki programowania związanej z bezpieczeństwem na uzasadnione żądanie organów krajowych.

Rozszerza też wymagania dotyczące oceny ryzyka, nakazując uwzględnienie „całego cyklu życia maszyny, jej potencjalnego samozmieniającego się zachowania oraz interakcji w zespołach maszyn” [3]. Co więcej, ocena ryzyka musi uwzględniać zagrożenia, które mogą wystąpić „w wyniku zmian w zachowaniu maszyny lub produktu powiązanego o całkowicie lub częściowo samoewoluującym zachowaniu lub logice systemów,

przeznaczonych do działania na różnych poziomach autonomii”, tj. gdy maszyna lub urządzenie zaczyna działać inaczej niż wcześniej, ponieważ samo zmienia sposób swojego działania na podstawie tego, czego się nauczyło lub co się wokół niej dzieje. Jest to kluczowe dla maszyn wykorzystujących sztuczną inteligencję i uczenie maszynowe oraz ich prognozowany rozwój. Należy również uwzględnić ryzyka wynikające z wzajemnego oddziaływania pomiędzy maszynami, które zostały zestawione i są sterowane tak, że działają jako zintegrowana całość. Dotyczy to coraz bardziej złożonych systemów produkcyjnych i zespołów maszyn. Ustalony zakres działania funkcji związanych z bezpieczeństwem powinien być określony podczas analizy ryzyka i nie może być później zmieniany – ani przez system, ani przez użytkownika – jeśli takie zmiany mogłyby prowadzić do niebezpiecznych sytuacji, nawet w trakcie procesu uczenia się maszyny. Ma to zapobiec niekontrolowanym zmianom parametrów maszyn uczących się. Wymaga się rejestrowania danych, związanych z ingerencją i wersjami oprogramowania realizującego funkcje bezpieczeństwa zainstalowanego po wprowadzeniu maszyny na rynek, przez okres pięciu lat od daty instalacji.

Dla maszyn o samoewoluującym zachowaniu lub logice systemów (autonomicznych), układy sterowania muszą powinny być zaprojektowane i wykonane tak, aby skutecznie funkcjonowały pod przewidywanym obciążeniem operacyjnym oraz były odporne na wpływ zarówno typowych warunków eksploatacyjnych, jak i potencjalnych zagrożeń zewnętrznych – w tym prób nieautoryzowanego dostępu, manipulacji cyfrowej czy zakłóceń wynikających z ataków na systemy sterujące. Wymóg ten odnosi się do zagrożeń cybernetycznych i celowych ataków, odnosząc się do transformacji cyfrowej. Systemy sterowania powinny być projektowane w taki sposób, aby uniemożliwiały wykonywanie operacji wykraczających poza przewidziany zakres funkcji i obszar działania maszyny, a także umożliwiały jej bieżące dostosowanie w celu zachowania wbudowanego poziomu bezpieczeństwa na każdym etapie pracy. Części sprzętu komputerowego nadające sygnał lub przekazujące dane istotne dla oprogramowania o znaczeniu bezpieczeństwa muszą być odpowiednio zabezpieczone przed przypadkowym lub zamierzonym uszkodzeniem, a maszyna musi rejestrować dowody uprawnionej lub nieuprawnionej interwencji w stosunku do tej części sprzętu komputerowego, oprogramowania lub ich konfiguracji. Musi też rozpoznawać zainstalowane w niej oprogramowanie niezbędne do bezpiecznego działania i dostarczać te informacje w łatwo dostępnej formie.

Rozporządzenie 2023/1230 [3] wprowadza też pojęcie domniemania zgodności dla maszyn i produktów powiązanych, które zostały certyfikowane w ramach programu certyfikacji cyberbezpieczeństwa przyjętego zgodnie z Rozporządzeniem (UE) 2019/881 (Akt o cyberbezpieczeństwie) [4]. Obejmuje to wymagania dotyczące ochrony przed uszkodzeniem (sekcja 1.1.9) oraz bezpieczeństwa i niezawodności układów sterowania (sekcja 1.2.1), w zakresie, w jakim są one objęte certyfikatem cyberbezpieczeństwa lub deklaracją zgodności. Dodatkowo, Rozporządzenie (UE) 2025/37 [5] (uzupełniające Akt o cyberbezpieczeństwie) rozszerza cele bezpieczeństwa europejskich programów certyfikacji cyberbezpieczeństwa na usługi zarządzane w zakresie bez-

pieczeństwa, wymagając od personelu dostawców tych usług odpowiednich kompetencji, wiedzy fachowej i doświadczenia oraz najwyższego poziomu uczciwości zawodowej.

4. Podsumowanie i wnioski

Tradycyjnie rozumiane bezpieczeństwo elektryczne tożsame jest z zapisami Dyrektywy Niskonapięciowej (LVD) 2014/35/UE, która koncentruje się na ochronie przed bezpośrednimi i pośrednimi zagrożeniami elektrycznymi, takimi jak porażenie prądem, niebezpieczne temperatury czy łuki elektryczne. Rozumienie urządzeń elektrycznych w kontekście ich cyfrowej transformacji wykracza jednak poza zakres tej Dyrektywy i wymaga dodatkowych regulacji. Rozporządzenie (UE) 2023/1230 znacząco rozszerza tę perspektywę. W zapisach Rozporządzenia bezpieczeństwo elektryczne rozumiane jest jako część szerszego podejścia do bezpieczeństwa maszyn, obejmującego również aspekty cybernetyczne i programistyczne. Rozporządzenie Maszynowe (UE) 2023/1230 określa cyberbezpieczeństwo jako integralny element bezpieczeństwa maszyn i wprowadza wymogi dotyczące zabezpieczania układów sterowania i oprogramowania przed przypadkowym lub celowym uszkodzeniem. Przewiduje też rejestrowanie wszelkich interwencji w oprogramowanie bezpieczeństwa oraz możliwość żądania dostępu do kodu źródłowego lub logiki programowania przez organy krajowe w celu weryfikacji zgodności a na producentów nakładane są bardziej rygorystyczne procedury oceny zgodności i zwiększa się rola jednostek notyfikowanych. To bezpośrednio wiąże bezpieczeństwo elektryczne maszyn z ich odpornością na cyberataki i błędy oprogramowania.

Przejsięcie w formie prawnej z dyrektywy na rozporządzenie zapewnia jednolitość stosowania przepisów w całej UE i zapewnia jednoczesność ich obowiązywania w formie wykonawczej, co jest szczególnie istotne w aspekcie nowoczesnych technologii.

Nowe przepisy uwzględniają także użytkowe aspekty cyfryzacji i wprowadzają możliwość udostępniania instrukcji obsługi w formie cyfrowej, choć z obowiązkiem dostarczenia wersji papierowej na żądanie, zwłaszcza dla użytkowników nieprofesjonalnych. To odzwierciedla cyfrową transformację w samym procesie przekazywania informacji.

Literatura

- [1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/34/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (wersja przekształcona) Tekst mający znaczenie dla EOG.
- [2] Dyrektywa 2006/42/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 17 maja 2006 r. w sprawie maszyn, zmieniająca dyrektywę 95/16/WE (przekształcenie) (Tekst mający znaczenie dla EOG).

- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1230 z dnia 14 czerwca 2023 r. w sprawie maszyn oraz w sprawie uchylenia dyrektywy 2006/42/WE Parlamentu Europejskiego i Rady i dyrektywy Rady 73/361/EWG (Tekst mający znaczenie dla EOG).
- [4] Tekst skonsolidowany: Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/881 z dnia 17 kwietnia 2019 r. w sprawie ENISA (Agencji Unii Europejskiej ds. Cyberbezpieczeństwa) oraz certyfikacji cyberbezpieczeństwa w zakresie technologii informacyjno-komunikacyjnych oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 526/2013 (akt o cyberbezpieczeństwie) (Tekst mający znaczenie dla EOG).
- [5] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2025/37 z dnia 19 grudnia 2024 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/881 w odniesieniu do usług zarządzanych w zakresie bezpieczeństwa (Tekst mający znaczenie dla EOG).

CZĘŚĆ II

REFERATY SZKOŁY
OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ

ZASADY OCHRONY PRZECIWPORAŻENIOWEJ I DZIAŁANIE WYŁĄCZNIKÓW RÓŻNICOWOPRĄDOWYCH W NISKONAPIĘCIOWYCH INSTALACJACH PRĄDU STAŁEGO

Przedstawiono skutki przepływu przez człowieka prądu stałego o pomijalnym tętnieniu. Podano zasady oceny zagrożenia porażeniowego przy prądach jednokierunkowych o wybranych kształtach. Zaprezentowano przykładowe schematy układów sieci niskiego napięcia (TN, TT, IT) w przypadku stałoprądowych źródeł energii oraz przytoczono środki ochrony przeciwporażeniowej. Poruszono kwestię stosowania wyłączników różnicowoprądowych w obwodach prądu stałego.

1. Wprowadzenie

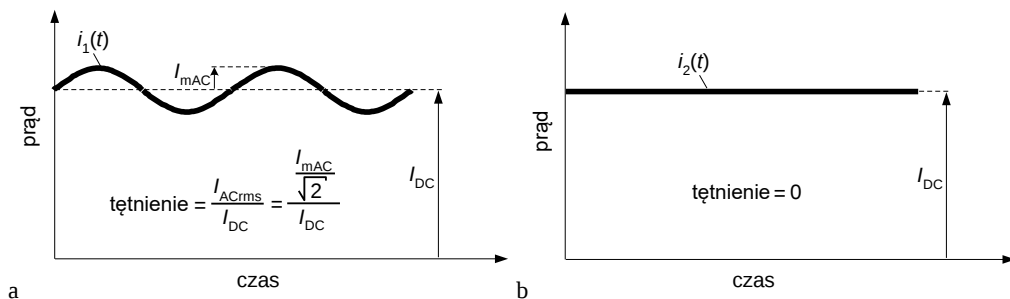
Obwody prądu stałego w instalacji niskiego napięcia do niedawna sprowadzały się zwykle do jej końcowych odcinków – wyprowadzane z prostowników zasilają poszczególne odbiorniki. W ostatnich latach zauważa się jednak wykorzystanie na szerszą skalę odnawialnych źródeł energii, w szczególności fotowoltaicznych, a to przyczynia się do większego zainteresowania instalacjami prądu stałego, również w kontekście rozdziału energii. Instalacje DC w budynkach ułatwiają integrację odnawialnych źródeł i magazynów energii oraz mogą służyć do bezpośredniego zasilania oświetlenia LED, urządzeń wentylacji i klimatyzacji, a także stacji ładowania pojazdów elektrycznych [1]–[3]. Dzięki temu unika się wielokrotnej transformacji energii DC/AC, AC/DC, co przyczynia się do ograniczenia jej strat.

W literaturze związanej z ochroną przeciwporażeniową obwodom prądu stałego poświęcono dotychczas stosunkowo mało uwagi. Wydaje się więc zasadne ten temat poruszyć, tym bardziej, że prądy jednokierunkowe mogą mieć rozmaite kształty, a kształt prądu wpływa na skutki rażenia. Poza tym kwestią wielce kłopotliwą jest dobór zabezpieczeń różnicowoprądowych do obwodów, w których występują przekształtniki AC/DC. W tym kontekście należy w szczególności wymienić obwody przeznaczone do ładowania pojazdów elektrycznych. Podkreślenia wymaga też fakt, że w normalizacji międzynarodowej relatywnie niedawno pojawiły się zabezpieczenia różnicowoprądowe przeznaczone do niskonapięciowych instalacji prądu stałego [4], [5]. W dalszej części opracowania omówiono najistotniejsze zagadnie-

nia związane z ochroną przeciwporażeniową w obwodach prądu stałego, w tym problematykę stosowania zabezpieczeń/wyłączników różnicowoprądowych w takich obwodach.

2. Skutki rażenia prądem stałym

Analizując skutki rażenia prądem stałym należy określić, czy przez człowieka płynie prąd jednokierunkowy o pomijalnym tętnieniu, czy tętnienie prądu jest znaczne i jaki jest czas jego przepływu. Dokument [6] opisujący wpływ prądu rażeniowego na ludzi i zwierzęta gospodarskie zaznacza, że rozważania dotyczą prądu jednokierunkowego o tętnieniu nie większym niż 10%. Na rysunku 1 przedstawiono przebiegi prądu spełniające to kryterium.



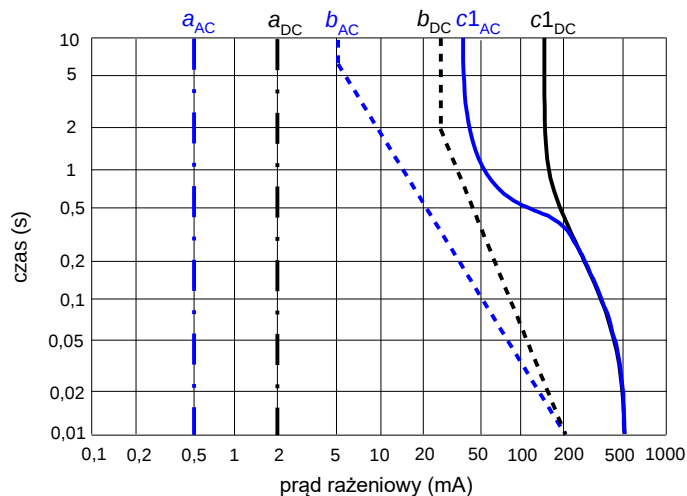
Rys. 1. Przebieg prądu jednokierunkowego $i(t)$ o tętnieniu: a) około 10%, b) równym 0.

I_{DC} – składowa stała, I_{ACrms} – wartość skuteczna składowej sinusoidalnej,

I_{mAC} – wartość szczytowa składowej sinusoidalnej

W przypadku prądu rażeniowego stałego, podobnie jak w przypadku prądu przemiennego, dokument [6] wyróżnia charakterystyczne obszary związane z oddziaływaniem prądu na człowieka. Na rysunku 2 przedstawiono linie graniczne wydzielające te obszary, natomiast w tab. 1 zawarto ich opis.

Analizując skutki rażenia prądem stałym należy zaznaczyć, że duże znaczenie ma szybkość przyrostu wartości prądu (powolne zwiększanie/zmniejszanie wartości prądu czy nagle jego zmiana). Przy powolnym zwiększaniu prądu stałego od zera może być on niewyczuwalny, podczas gdy nagle zmiana wartości wywoła ukłucie. Jest to związane z pobudliwością mięśni szkieletowych. Z tych względów mrowienie lub klucie występuje zwykle przy prądzie przemiennym, nawet przy powolnym zwiększaniu wartości skutecznej. W przypadku prądu stałego znaczenie ma też kierunek przepływu prądu. Jeżeli kierunek ten jest od stóp do rąk (prąd wstępujący), to jest groźniej niż przy prądzie płynącym od rąk do stóp (prąd zstępujący).



Rys. 2. Linie graniczne oddziaływania prądu rażeniowego stałego (DC) i przemiennego (AC) na człowieka – wyjaśnienia w tab. 1. Opracowanie własne na podstawie [6], [7]

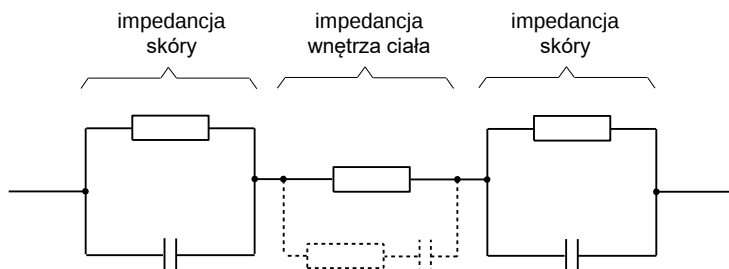
Tabela 1. Opis oddziaływania prądu rażeniowego na człowieka; rażenie na drodze lewa ręka – stopy. Opracowanie własne na podstawie [6]

Obszar z rys. 2		Skutki fizjologiczne
Na lewo od linii:	a_{AC}	Zwykle brak reakcji.
	a_{DC}	Zwykle brak reakcji. Możliwe lekkie ukłucie przy załączaniu/wyłączaniu prądu.
Pomiędzy liniami:	$a_{AC} - b_{AC}$	Zwykle brak szkodliwych skutków fizjologicznych. Przepływ prądu wyczuwalny (mrowienie/klucie).
	$a_{DC} - b_{DC}$	Zwykle brak szkodliwych skutków fizjologicznych. Przepływ prądu wyczuwalny przy szybkiej jego zmianie (np. załączanie/wyłączanie).
	$b_{AC} - c1_{AC}$	Zwykle brak uszkodzeń organicznych (somatycznych). Prawdopodobieństwo pojawienia się skurczu mięśni i trudności przy oddychaniu. Odwracalne zakłócenia pracy serca. Możliwe przejściowe zatrzymanie akcji serca.
	$b_{DC} - c1_{DC}$	Zwykle brak uszkodzeń organicznych (somatycznych). Możliwe skurcze mięśni (przy szybkiej zmianie wartości prądu). Odwracalne zaburzenia w powstawaniu i przewodzeniu impulsów w sercu, nasilające się wraz z wzrastającą wartością prądu i czasem jego przepływu.
Na prawo od linii:	$c1_{AC}$	Wzrastające niebezpieczeństwo skutków patofizjologicznych, takich jak zatrzymanie pracy serca, zatrzymanie oddychania, migotanie komór serca, poważne oparzenia.
	$c1_{DC}$	
Uwagi:		
Indeks dolny „DC” – skutki dla prądu stałego wstępującego (kierunek przepływu od stóp do rąk) o pomijalnym tętnieniu; prąd zstępujący (kierunek przepływu od rąk do stóp) jest mniej groźny.		
Indeks dolny „AC” – skutki dla prądu sinusoidalnego o częstotliwości z zakresu 15–100 Hz.		

Warto podkreślić, że przy prądzie stałym o pomijalnym tętnieniu nie można mówić o granicy samouwolnienia, ponieważ taki prąd nie wywołuje skurczu mięśni zginających palce (skurcz ten występuje przy prądzie przemiennym) [8], [9].

Z porównania linii granicznych a_{AC} , b_{AC} , c_{1AC} z odpowiednimi liniami a_{DC} , b_{DC} , c_{1DC} wynika, że przy dłuższych czasach rażenia linie dotyczące prądu stałego (indeks dolny DC) są usytuowane na prawo od linii dla prądu przemiennego. Jeżeli rozpatrywać linie c_{1AC} oraz c_{1DC} (rys. 2), które w uproszczeniu można utożsamiać z progiem migotania komór serca, to widać, że przy prądzie AC dla długich czasów linia ta przebiega w okolicy wartości 30 mA, a przy prądzie DC aż około 150 mA. Prąd stały jest więc mniej groźny od prądu przemiennego. Ten wniosek dotyczący progu migotania komór serca nie odnosi się jednak do stosunkowo krótkich czasów rażenia. Dla czasów rażenia 0,2 s i krótszych przyjmuje się, że próg ten w przybliżeniu jest jednakowy dla rażenia prądem DC i AC (w przypadku prądu AC operuje się wartością skuteczną).

Wartość prądu rażeniowego zależy m.in. od impedancji ciała człowieka, którą można przedstawić w postaci modelu z rys. 3. W miejscach styczności ciała z elektrodą (w miejscach, w których prąd wpływa i wypływa) wyróżnia się składową rezystancyjną i składową pojemnościową, natomiast wewnątrz ciała to praktycznie rezystancja (elementy narysowane linią przerywaną pomija się).

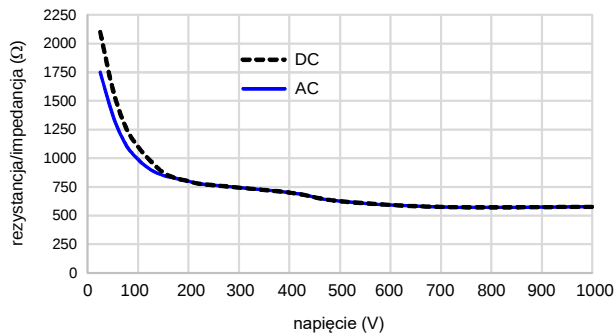


Rys. 3. Model impedancji (rezystancji) ciała człowieka

Zarówno rezystancja R_{cz} przy prądzie stałym, jak i impedancja Z_{cz} przy prądzie przemiennym zależy od wartości napięcia dotykowego (rys. 4). Przy napięciach dotykowych do około 150 V rezystancja R_{cz} (linia DC z rys. 4) przyjmuje wartości większe niż impedancja Z_{cz} (linia AC z rys. 4) w wyniku blokującego działania pojemności skóry. Powyżej tego napięcia dochodzi do przebicia naskórka i dla danej wartości napięcia dotykowego zachodzi równość $R_{cz} = Z_{cz}$.

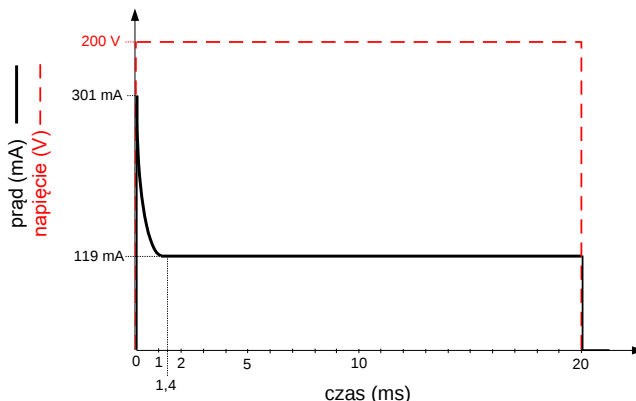
Po nagłym przyłożeniu napięcia stałego zauważa się początkowy pik prądu rażeniowego (rys. 5), ponieważ pojemność związana ze skórą nie jest naładowana. Podobny pik pojawia się też po przyłożeniu napięcia przemiennego [6], [9], [10]. Tuż po przyłożeniu napięcia DC 200 V (rys. 5) prąd osiąga wartość szczytową 301 mA i po około 1–2 ms ustala się na poziomie 119 mA [6]. Na podstawie tej wartości szczytowej można wyliczyć rezystancję początkową ciała ($200 \text{ V}/0,301 \text{ A} = 664 \text{ } \Omega$), którą

stanowi rezystancja wnętrza ciała, natomiast w stanie ustalonym rezystancja całkowita ciała to 1681 Ω .



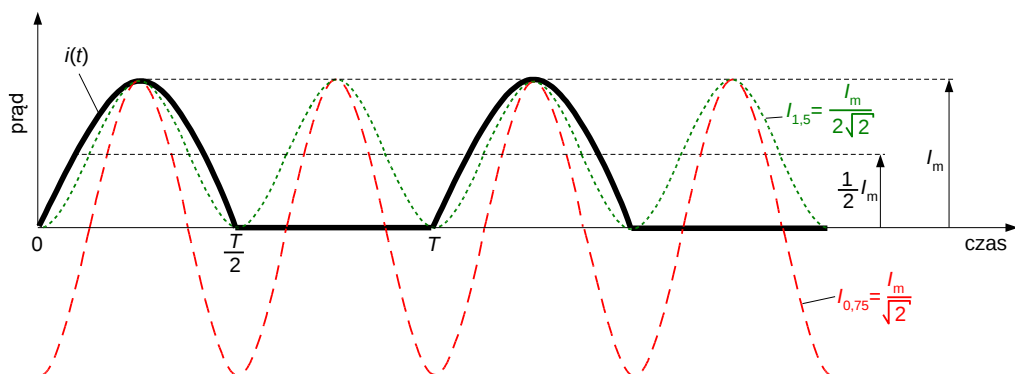
Rys. 4. Zależność od przyłożonego napięcia rezystancji R_{cz} (linia DC) i impedancji Z_{cz} (linia AC) ciała człowieka na drodze ręka–ręka. Warunki suche, duża powierzchnia styczności elektrod z ciałem, kwantyl 5% (tylko 5% populacji ma rezystancję/impedancję mniejszą). Opracowanie własne na podstawie [6]

Jeżeli przyjrzeć się przebiegowi prądu z rys. 5, to widać, że następuje znaczna zmiana jego wartości tuż po załączeniu napięcia oraz po odłączeniu napięcia. Cały cykl trwa 20 ms i jest to tyle samo, co okres prądu przemiennego przy 50 Hz. Duża zmienność prądu w tak krótkim czasie (rys. 5) uzasadnia wyżej wysunięty wniosek, że z punktu widzenia zagrożenia migotaniem komór serca nie ma znaczenia, czy rażenie nastąpiło prądem przemiennym o częstotliwości 50 Hz, czy prądem jednokierunkowym o krótkim czasie przepływu.



Rys. 5. Przepływ prądu rażeniowego (linia czarna/ciągła) po przyłożeniu napięcia DC o wartości 200 V (linia czerwona/przerywana). Droga rażenia ręka–ręka, warunki suche, duża powierzchnia styczności elektrod z ciałem człowieka. Opracowanie własne na podstawie [6]

Do zagrożenia migotaniem komór serca inaczej się też podchodzi przy prądach jednokierunkowych o dużym tętnieniu, jak np. w przypadku prądu półfalowego (rys. 6). Zgodnie z dokumentem [11], z punktu widzenia zagrożenia migotaniem komór serca należy wyznaczyć sinusoidalny prąd zastępczy, który wywoła identyczne skutki, co prąd rzeczywiście płynący.



Rys. 6. Wyznaczanie prądu zastępczego wywołującego migotanie komór serca w przypadku, gdy nastąpiło rażenie prądem jednokierunkowym półfalowym $i(t)$.

T – okres prądu sinusoidalnego (przed wyprostowaniem), I_m – wartość szczytowa prądu sinusoidalnego/prądu półfalowego, $I_{1,5}$ – prąd zastępczy w przypadku rażenia dłuższego niż 1,5 cyklu pracy serca, $I_{0,75}$ – prąd zastępczy w przypadku rażenia krótszego niż 0,75 cyklu pracy serca.
Opracowanie własne na podstawie [11]

Sposób wyznaczania tego zastępczego prądu zależy od czasu trwania rażenia w stosunku do czasu cyklu pracy serca. Przy tętnie 90/min czas cyklu pracy serca to 0,75 s. Jeżeli rażenie trwa dłużej niż 1,5 cyklu pracy serca, to wartość sinusoidalnego prądu zastępczego wynosi:

$$I_{1,5} = I_m / \sqrt{2}, \quad (1)$$

gdzie I_m – wartość szczytowa prądu półfalowego.

Natomiast dla rażenia trwającego krócej niż 0,75 cyklu pracy serca prąd zastępczy liczy się następująco:

$$I_{0,75} = I_m / \sqrt{2}. \quad (2)$$

W przypadku innych prądów jednokierunkowych o znacznej zmienności w stosunkowo krótkim czasie (np. prądów o sterowaniu fazowym lub związanych z rozładowaniem kondensatorów), do oceny ich wpływu na człowieka również należy stosować wskazówki zawarte w [11].

Jeżeli chodzi o skutki cieplne, to dla prądu rażeniowego stałego są one podobne jak dla prądu przemiennego o równoważnej wartości skutecznej.

3. Układy sieci i środki ochrony przeciwporażeniowej

Podział układów sieci niskiego napięcia na TN, TT oraz IT obowiązuje również w przypadku sieci i instalacji prądu stałego. Na rysunku 7 przedstawiono, na podstawie normy [12], przykładowe schematy układów sieci.

Ze względu na narażenia na korozję elektrochemiczną uziomów (również innych elementów/konstrukcji metalowych) zaleca się wybór układu sieci, w którym prąd roboczy i ziemnozwarciowy płynie wyłącznie przewodami. Z tego punktu widzenia korzystny jest układ TN-S (rys. 7a) oraz układ IT z uziemieniem zbiorowym (rys. 7d). W takim układzie IT wszystkie części przewodzące dostępne i części przewodzące obce są przyłączone do wspólnego przewodu ochronnego. W razie podwójnego zwarcia z ziemią prąd ziemnozwarciowy płynie w pętli metalicznej utworzonej przez przewody.

W odniesieniu do środków ochrony przeciwporażeniowej teoretycznie można stosować wszystkie dopuszczalne też w systemach prądu przemiennego. Teoretycznie, ponieważ niektóre z nich mogą być trudne w realizacji i raczej się ich nie wykorzystuje (np. separacja elektryczna). Środki ochrony przeciwporażeniowej, zgodnie z normą [13], wyszczególniono poniżej.

Ochrona podstawowa (ochrona przed dotykiem bezpośrednim)

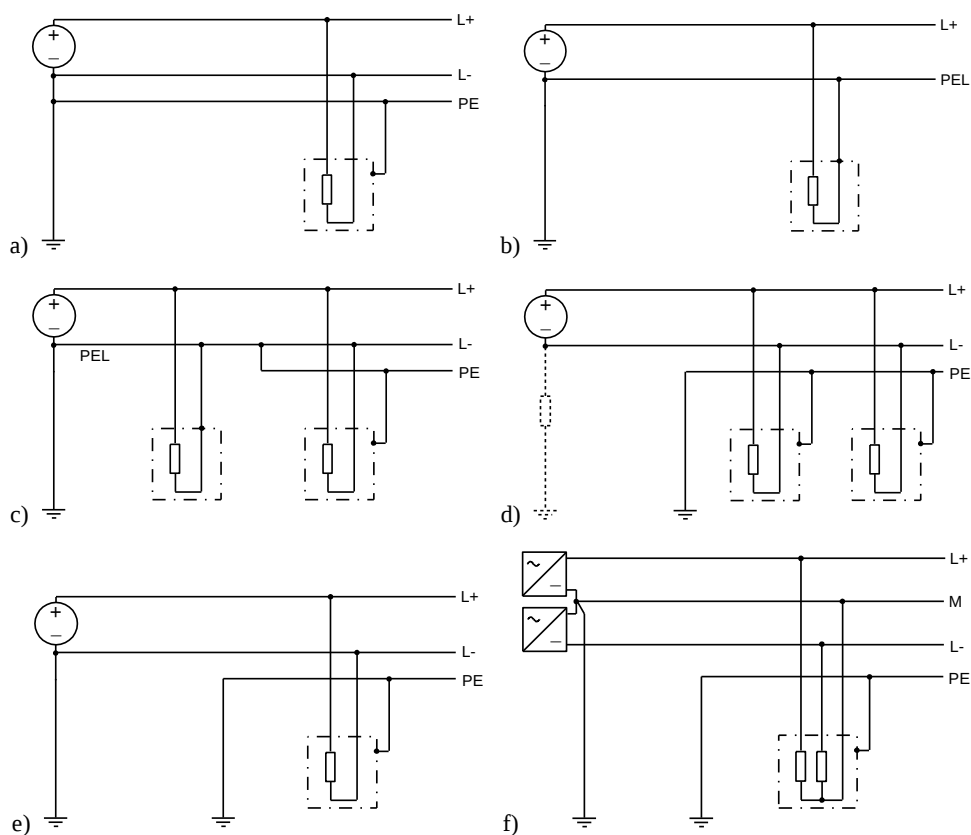
- izolacja podstawowa,
- przegrody lub obudowy,
- przeszkody,
- umieszczenie poza zasięgiem ręki.

Ochrona przy uszkodzeniu (ochrona dodatkowa, ochrona przy dotyku pośrednim)

- samoczynne wyłączanie zasilania,
- izolacja podwójna lub wzmocniona,
- separacja elektryczna,
- izolowanie stanowiska,
- bardzo niskie napięcie SELV lub PELV,
- nieuziemione połączenia wyrównawcze miejscowe (w praktyce jest to środek wspomagający separację elektryczną więcej niż jednego odbiornika).

Ochrona uzupełniająca

- zabezpieczenia różnicowoprądowe wysokoczułe,
- połączenia wyrównawcze (miejscowe).



Rys. 7. Układy sieci niskiego napięcia o źródle prądu stałego:
a) TN-S, b) TN-C, c) TN-C-S, d) IT, e) TT, f) TT z przewodem środkowym.
L+, L- – przewody liniowe, PE – przewód ochronny, PEL – przewód ochronno-liniowy,
M – przewód środkowy

W obwodach DC istotną różnicą w stosunku do obwodów AC jest znacznie wyższy poziom napięcia, który można stosować w przypadku układów SELV lub PELV. W zależności od warunków środowiskowych są to następujące wartości napięć DC: 30, 60 i 120 V. Dla obwodów AC są to wartości odpowiednio: 12, 25 i 50 V. Tym samym w obwodach DC można stosować wyższe wartości napięć dotykowych dopuszczalnych długotrwale, co widać też w warunku dotyczącym rezystancji połączeń wyrównawczych zawartym w normie PN-HD 60364-4-41 [13]. Zgodnie z wymaganiami tej normy rezystancja przewodów połączenia wyrównawczego R_{pw} pomiędzy częściami jednocześnie dostępnymi nie powinna przekraczać wartości:

– w obwodach AC

$$R_{pw} \leq \frac{50 \text{ V}}{I_a}, \quad (3)$$

– w obwodach DC

$$R_{pw} \leq \frac{120 \text{ V}}{I_a}, \quad (4)$$

gdzie I_a jest prądem wyłączającym zabezpieczenia (dla zabezpieczeń nadprądowych w czasie do 5 s).

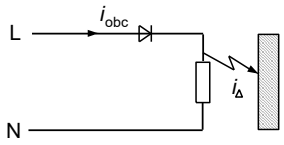
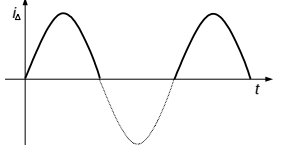
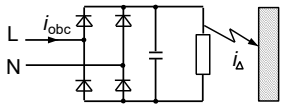
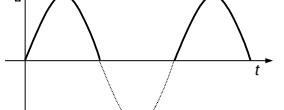
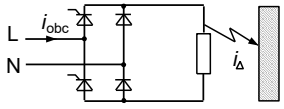
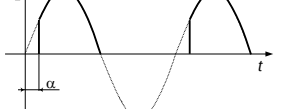
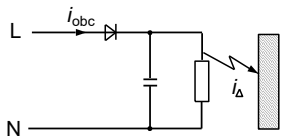
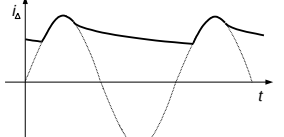
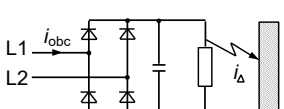
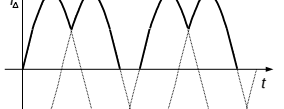
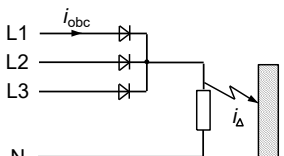
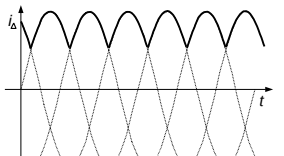
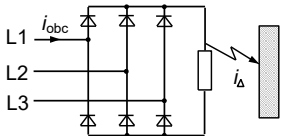
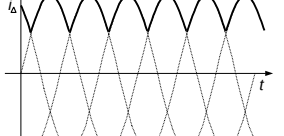
4. Zabezpieczenia różnicowoprądowe a prąd różnicowy jednokierunkowy

Poprawna detekcja prądu ziemnozwarciowego (różnicowego) przez zabezpieczenie różnicowoprądowe jest możliwa tylko wtedy, gdy jest ono właściwie dobrane z punktu widzenia spodziewanego kształtu tego prądu. W tabeli 2 podano podział zabezpieczeń różnicowoprądowych ze względu na zdolność wykrywania określonego kształtu przebiegu prądu różnicowego.

Tabela 2. Rodzaje zabezpieczeń/wyłączników różnicowoprądowych ze względu na zdolność wykrywania określonego kształtu przebiegu prądu różnicowego. Opracowanie własne na podstawie [14]–[16]

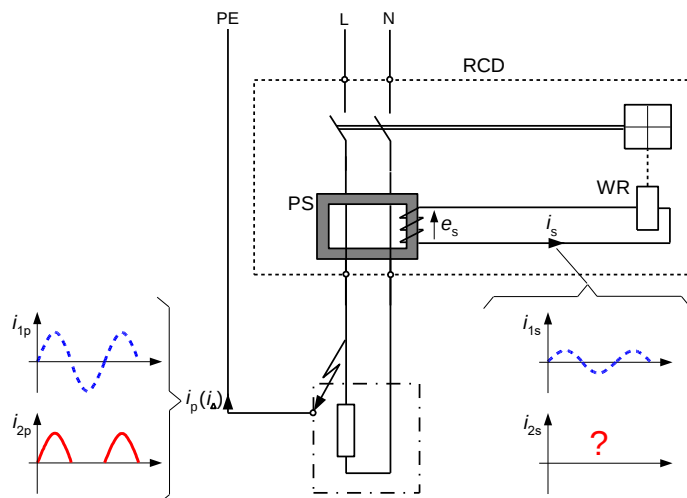
Oznaczenie literowe	Przebieg prądu różnicowego wykrywany przez zabezpieczenie
AC	– prąd przemienny sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz)
A	– prąd przemienny sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz), – prąd pulsujący stały, – prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną do 6 mA, z ew. sterowaniem fazowym, niezależnie od biegunowości
F	– jak dla wyłącznika typu A, a ponadto: – prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną do 10 mA, – prąd przemienny zawierający harmoniczne (zasilanie jednofazowe)
B	– prąd przemienny sinusoidalny (na ogół 50/60 Hz), – prąd przemienny sinusoidalny ze składową wygładzoną o wartości większej spośród dwóch: $0,4I_{\Delta n}$ oraz 10 mA, – prąd pulsujący stały ze składową wygładzoną o wartości większej spośród dwóch: $0,4I_{\Delta n}$ oraz 10 mA, – prąd stały z następujących układów prostowniczych: z prostownika dwupulsowego zasilanego napięciem międzyprzewodowym w przypadku wyłączników 2-, 3- i 4-biegunowych, z prostownika trójpulsowego (układ gwiazdy) albo z prostownika sześciopulsowego w przypadku wyłączników 3- i 4-biegunowych, – prąd stały wygładzony, – prąd przemienny sinusoidalny o częstotliwości nieprzekraczającej 1000 Hz, – prąd przemiennym zawierający harmoniczne (jak dla wyłączników typu F)
B+	– jak dla wyłącznika typu B, a ponadto: – prąd przemienny sinusoidalny o częstotliwości nieprzekraczającej 20 000 Hz

Tabela 3. Przebieg prądu różnicowego w obwodach wybranych prostowników.
 i_{obc} – prąd obciążenia, i_{Δ} – prąd różnicowy. Opracowanie własne na podstawie [17]

Nr	Rodzaj prostownika	Schemat układu	Przebieg prądu różnicowego	Przydatne zabezpieczenia różnicowoprądowe
1	Jednopulsowy			A, F, B, B+
2	Dwupulsowy niesterowany zasilany napięciem fazowym			A, F, B, B+
3	Dwupulsowy półsterowany			A, F, B, B+
4	Jednopulsowy z filtrem prądu stałego			B, B+
5	Dwupulsowy niesterowany zasilany napięciem międzyprzewodowym			B, B+
6	Trójfazowy trójpulsowy niesterowany			B, B+
7	Trójfazowy sześciopulsowy niesterowany			B, B+

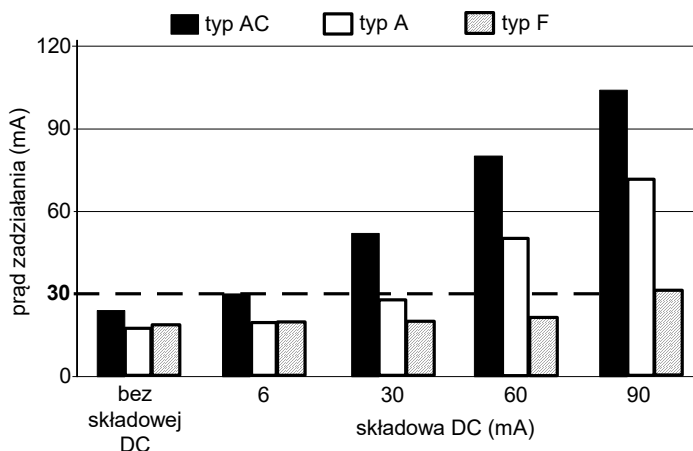
Jeżeli mowa o obwodach prądu stałego, to ważne jest, jaki przekształtnik AC/DC (prostownik) zastosowano. W zależności od prostownika prąd ziemnozwarciowy jednokierunkowy może charakteryzować się wysokim lub niskim/pomijalnym tętnieniem, a poziom tętnienia prądu znacząco wpływa na możliwość jego wykrywania przez wyłącznik różnicowoprądowy. W tabeli 3 przedstawiono dane odnoszące się do spodziewanego kształtu przebiegu prądu ziemnozwarciowego (różnicowego) w zależności od zainstalowanego prostownika. Zgodnie z informacjami zawartymi w ostatniej kolumnie tabeli 3, jako przydatne zabezpieczenie różnicowoprądowe do obwodów z prostownikami nie występuje wyłącznik różnicowoprądowy typu AC. To zrozumiałe, ponieważ wyłącznik tego typu jest przystosowany do wykrywania wyłącznie prądów przemiennych (tabela 2). Brak możliwości poprawnego wykrywania prądów różnicowych jednokierunkowych wynika z własności magnetycznych rdzenia przekładnika sumującego wyłączników typu AC. Prąd pierwotny jednokierunkowy (i_{1p} na rys. 8) nie wygeneruje wystarczająco dużego napięcia e_s po stronie wtórnej przekładnika i tym samym prąd wtórny i_{2s} będzie miał wartość zbyt małą, aby pobudzić wyzwalacz różnicowy.

W obwodach prostowników bez filtra prądu stałego zasilanych jednofazowo (układy nr 1, 2 i 3 z tab. 3) wystarczają wyłączniki różnicowoprądowe typu A. Tym bardziej można stosować typ F, B i B+. W przypadku układu nr 4, w którym zastosowano filtr prądu stałego, prąd różnicowy ma niewielkie tętnienie i to wymusza stosowanie wyłączników różnicowoprądowych typu B lub B+. Tylko takie wyłączniki różnicowoprądowe nadają się do obwodów, w których prostowniki są zasilane z dwóch lub trzech faz (układy nr 5, 6 i 7 w tab. 3).



Rys. 8. Uproszczona struktura wyłącznika różnicowoprądowego (RCD) typu AC;
PS – przekładnik sumujący, WR – wyzwalacz różnicowy, i_p (i_{Δ}) – prąd pierwotny (różnicowy),
 i_s – prąd wtórny, e_s – napięcie indukowane w uzwojeniu wtórnym przekładnika PS

Zabezpieczenia różnicowoprądowe są obowiązkowym wyposażeniem instalacji przeznaczonych do ładowania pojazdów elektrycznych [18], [19]. Układ ładowania zawiera przekształtnik AC/DC, co sprawia, że w prądzie ziemnozwarciowym może pojawić się znaczna składowa stała. Wpływa ona negatywnie na próg zadziałania wyłączników różnicowoprądowych typu AC, A i F (rys. 9). Im większa wartość składowej stałej nałożonej na przebieg sinusoidalny, tym gorsza czułość wyłącznika różnicowoprądowego (większa wartość rzeczywistego prądu zadziałania).



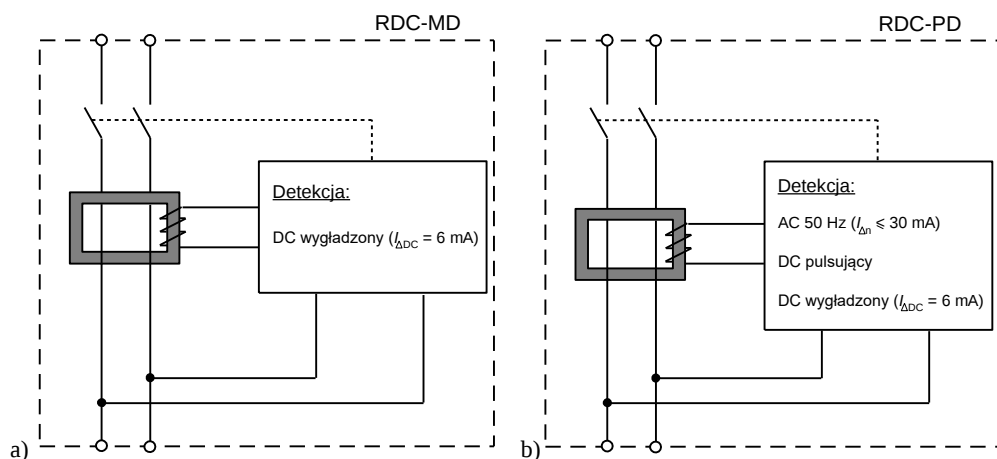
Rys. 9. Wpływ składowej stałej (DC) prądu ziemnozwarciowego na prąd zadziałania (wartość skuteczną składowej sinusoidalnej) wybranych wyłączników różnicowoprądowych typu AC, A i F o $I_{\Delta n} = 30$ mA

Zgodnie postanowieniami normy PN-HD 60364-7-722 [18], w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych wymaga się stosowania zabezpieczeń/wyłączników różnicowoprądowych co najmniej typu A (wymóg stosowania wyłączników różnicowoprądowych nie dotyczy przypadków, w których wykorzystuje się separację elektryczną jako ochronę przy uszkodzeniu), a gdy stację ładowania wyposażono w gniazda/złącza zgodne z IEC 62196 [20], to należy stosować:

- wyłącznik różnicowoprądowy typu B lub
- wyłącznik różnicowoprądowy typu A wraz z urządzeniem do detekcji składowej stałej (urządzenie RDC-DD zgodne z normą IEC 62955 [21]), lub
- wyłącznik różnicowoprądowy typu F wraz z urządzeniem do detekcji składowej stałej (urządzenie RDC-DD zgodne z normą IEC 62955 [21]).

Z wyszczególnienia tego wyniku, że występują jeszcze inne zabezpieczenia różnicowoprądowe przeznaczone do wykrywania znacznej składowej stałej niż wymienione wcześniej typy B i B+. Są to zabezpieczenia RDC-DD (ang. *residual direct current detecting device*) [20]. Dzieli się je na dwie grupy (rys. 10):

- RDC-MD (ang. *residual direct current monitoring device*) – urządzenie przeznaczone do monitorowania prądu różnicowego, które jest zdolne do wykrywania składowej stałej wygładzonej $I_{DC} \geq 6$ mA. Takie urządzenie współpracuje z wyłącznikiem różnicowoprądowym o $I_{\Delta n} \leq 30$ mA typu A lub typu F.
- RDC-PD (ang. *residual direct current protective device*) – urządzenie składające się z zabezpieczenia wykrywającego prąd przemienny, prąd pulsujący stały i składową stałą wygładzoną o wartości $I_{DC} \geq 6$ mA. Takie urządzenie nie wymaga współpracy z odrębnym wyłącznikiem różnicowoprądowym.



Rys. 10. Uproszczona struktura zabezpieczeń różnicowoprądowych RDC-DD:
a) RDC-MD, b) RDC-PD

Warto podkreślić, że zabezpieczenie typu RDC-PD ma dwa znamionowe prądy różnicowe zadziałania:

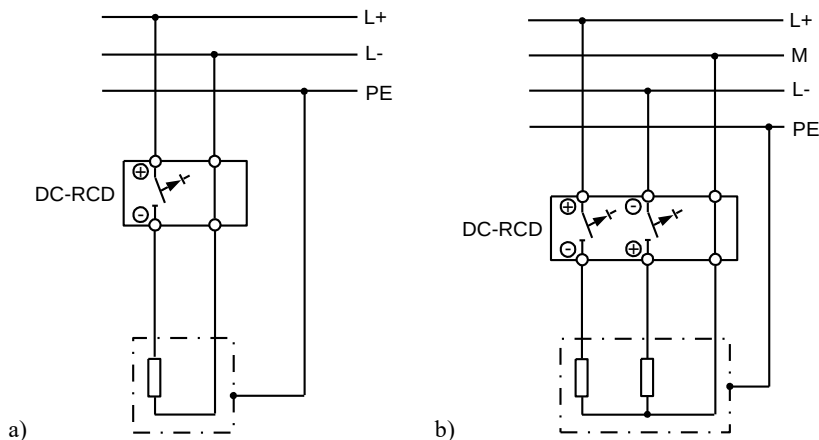
- 1) znamionowy prąd różnicowy zadziałania przy przebiegu AC: np. $I_{\Delta n} = 30$ mA,
- 2) znamionowy prąd różnicowy zadziałania przy przebiegu DC: $I_{\Delta DC} = 6$ mA.

Badania działania przy prądzie stałym przykładowego zabezpieczenia RDC-PD wykazały próg reakcji, jak podano w tab. 4. Więcej informacji na temat zabezpieczeń przeznaczonych do instalacji ładowania pojazdów elektrycznych zawarto w [22].

Omówione zabezpieczenia różnicowoprądowe, również te, które mogą wykrywać prąd ziemnozwarciowy w obwodach DC, są instalowane w części AC instalacji (przed przekształtnikiem/prostownikiem), tzn. do biegunów zabezpieczenia przyłącza się przewody liniowe/fazowe L oraz przewód neutralny N (rys. 8). W normalizacji międzynarodowej przewiduje się jednak zabezpieczenia różnicowoprądowe przeznaczone wyłącznie do instalacji DC [4, 5]. Są to zabezpieczenia DC-RCD (ang. *direct current residual current device*) i instaluje się je w obwodach prądu stałego. Na rysunku 11 przedstawiono przykładowe sposoby instalowania zabezpieczeń różnicowoprądowych DC-RCD.

Tabela 4. Wyniki badań działania zabezpieczenia różnicowoprądowego RDC-PD.
Podstawowe dane znamionowe: $I_n = 63 \text{ A}$, $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, $I_{\Delta DC} = 6 \text{ mA}$

Badana wielkość	Wartość zmierzona	Dopuszczalny przedział wg norm [14], [20] AC: $(0,5-1,0)I_{\Delta n}$ DC: $(0,5-1,0)I_{\Delta DC}$
<i>Prąd wolno narastający</i>		
prąd zadziałania DC	4,6 mA	3–6 mA
prąd zadziałania AC	18,1 mA	15–30 mA
<i>Prąd nagle przyłożony</i>		
czas zadziałania przy DC 6 mA	0,45 s	$\leq 10 \text{ s}$
czas zadziałania przy DC 60 mA	0,080 s	$\leq 0,3 \text{ s}$
czas zadziałania przy DC 200 mA	0,012 s	$\leq 0,1 \text{ s}$



Rys. 11. Przykładowe sposoby instalowania zabezpieczeń różnicowoprądowych DC-RCD w obwodach prądu stałego: a) obwód z przewodami liniowymi L+, L-; DC-RCD jednobiegunowy o dwóch torach prądowych, b) obwód z przewodami liniowymi L+, L- i przewodem środkowym M; DC-RCD dwubiegunowy o trzech torach prądowych.
Opracowanie własne na podstawie [5]

Podstawowe parametry tych urządzeń podano poniżej [4], [5].

Znamionowy prąd ciągły (I_n):

10 A, 13 A, 16 A, 20 A, 25 A, 32 A, 40 A, 63 A, 80 A, 100 A, 125 A;

Znamionowy prąd różnicowy stały zadziałania ($I_{\Delta n}$):

20 mA, 80 mA, 300 mA, 600 mA, 1 A, 2 A, 3 A, 5 A, 10 A, 20 A, 30 A;

Znamionowy prąd różnicowy stały niezadziałania ($I_{\Delta no}$):

$0,5I_{\Delta n}$;

Zdolność znamionowa załączania i wyłączania prądu różnicowego stałego ($I_{\Delta m}$) oraz zdolność znamionowa załączania i wyłączania prądu stałego (I_m) w odniesieniu do urządzeń bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego:

$10I_n$, ale nie mniej niż 500 A.

W normach [4], [5] wskazano, że zabezpieczenia DC-RCD mogą być wykorzystane do ochrony przeciwporażeniowej uzupełniającej, gdy ich znamionowy prąd różnicowy stały zadziałania nie przekracza 80 mA. Wynika z tego, że z punktu widzenia ochrony uzupełniającej, zabezpieczenia DC-RCD o $I_{\Delta n} \leq 80$ mA należy traktować jako odpowiedniki zabezpieczeń RCD o $I_{\Delta n} \leq 30$ mA w obwodach prądu przemiennego.

Jeżeli chodzi o ochronę przed pożarem, to znamionowy prąd różnicowy stały zadziałania DC-RCD nie powinien przekraczać 300 mA, zatem wartość graniczna jest identyczna, jak w przypadku instalacji AC.

5. Wnioski

Rozwój systemów fotowoltaicznych i energetyki prosumenckiej spowodował, że w budynkach pojawiają się instalacje prądu stałego. Stwarza to konieczność przeprowadzenia dla tych instalacji odrębnej analizy zagrożenia porażeniowego, a środki ochrony przeciwporażeniowej i zabezpieczenia należy dobierać z wielką rozważą. Szczególną ostrożność należy zachować przy doborze i instalowaniu zabezpieczeń różnicowoprądowych. Do nowoczesnych instalacji, w których występują przekształtniki (np. w instalacjach ładowania pojazdów elektrycznych), nie nadają się wyłączniki różnicowoprądowe typu AC. W niektórych przypadkach niewystarczające są też wyłączniki różnicowoprądowe typu A. Przy projektowaniu należy brać pod uwagę stosunkowo nowe odmiany zabezpieczeń różnicowoprądowych (m.in. RDC-DD i DC-RCD) o charakterystykach działania dostosowanych do wyzwań, które stawiają nowoczesne instalacje elektryczne niskiego napięcia.

Literatura

- [1] Zhang F., Meng Ch., Yang Y., Sun Ch., Ji Ch., Chen Y., Wei W., Qiu H., Yang G., *Advantages and challenges of DC microgrid for commercial building – A case study from Xiamen university DC microgrid*, IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Atlanta, USA, 2015.
- [2] Weiss R., Ott L., Boeke U., *Energy efficient low-voltage DC-grids for commercial buildings*, IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Atlanta, USA, 2015.
- [3] Mazur Ł., Cieślak S., Czapp S., *Trends in Locally Balanced Energy Systems without the Use of Fossil Fuels: A Review*, Energies, 2023, Vol. 16, Iss. 12 (4551).
- [4] IEC 60755-1:2022-10. *General safety requirements for residual current operated protected devices – Part 1: Residual current operated protective devices for DC systems*.

- [5] IEC TS 63053:2017-06. *General requirements for residual current operated protective devices for DC systems.*
- [6] IEC TS 60479-1:2016-07. *Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.*
- [7] IEC TR 60479-5:2007. *Effects of current on human beings and livestock – Part 5: Touch voltage threshold values for physiological effects.*
- [8] Matula E., Sych M., *Zapobieganie porażeniom elektrycznym w przemyśle*, WNT, Warszawa 1980.
- [9] Musiał E., *Ochrona przeciwporażeniowa w obwodach prądu stałego*, www.edwardmusial.info [data dostępu: 24.04.2025].
- [10] Biegelmeier G., *Wirkungen des elektrischen Stroms auf Menschen und Nutztiere*, VDE-Verlag, Berlin-Offenbach 1986.
- [11] IEC 60479-2:2019. *Effects of current on human beings and livestock – Part 2: Special aspects.*
- [12] PN-HD 60364-1:2010 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 1: Wymagania podstawowe, ustalanie ogólnych charakterystyk, definicje.*
- [13] PN-HD 60364-4-41:2017-09 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa – Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
- [14] Czapp S., *Ochrona przeciwporażeniowa w sieciach i instalacjach niskiego napięcia*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2023.
- [15] PN-EN 61008-1:2013-05 (wersja angielska). *Włłączniki różnicowoprądowe bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego (RCCB) – Część 1: Postanowienia ogólne.*
- [16] PN-EN 62423:2013-06 (wersja polska). *Włłączniki różnicowoprądowe typu F i typu B z wbudowanym zabezpieczeniem nadprądowym i bez wbudowanego zabezpieczenia nadprądowego do użytku domowego i podobnego.*
- [17] PN-HD 60364-5-53:2022-10 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-53: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Aparatura rozdzielcza i sterownicza.*
- [18] PN-HD 60364-7-722:2019-01 (wersja polska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-722: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Zasilanie pojazdów elektrycznych.*
- [19] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 26 czerwca 2019 r. w sprawie wymagań technicznych dla stacji ładowania i punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego (Dz.U. z 2019, poz. 1316).
- [20] IEC 62196. *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets – Conductive charging of electric vehicles* (norma wieloarkuszowa).
- [21] IEC 62955:2018-03. *Residual direct current detecting device (RDC-DD) to be used for mode 3 charging of electric vehicles.*
- [22] Czapp S., *Requirements for residual current devices intended for electric vehicle charging systems*, *Automatyka Elektryka Zakłócenia*, 2023, vol. 14, nr 4 (54), 10–20.

Julian WIATR

elektro info

Kazimierz HERLENDER

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki

WPŁYW WARUNKÓW POŻAROWYCH NA ZASILANIE URZĄDZEŃ PRZECIWOPOŻAROWYCH ORAZ OCHRONĘ PRZECIWPORAŻENIOWĄ (zagadnienia wybrane)

W referacie przedstawiono wpływ temperatury pożaru na rezystancje przewodów elektrycznych, zasilających urządzenia funkcjonujące w czasie pożaru. Wykazano nieprzydatność wyłączników różnicowoprądowych do zabezpieczania obwodów zasilających urządzenia elektryczne, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru. Omówiono możliwe do wykorzystania w tych obwodach sposoby ochrony przeciwporażeniowej, zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-4-41: 2017-09 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Instalacje dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*

1. Opis środowiska pożarowego i jego wpływ na rezystancję przewodów zasilających urządzenia przeciwpożarowe, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru

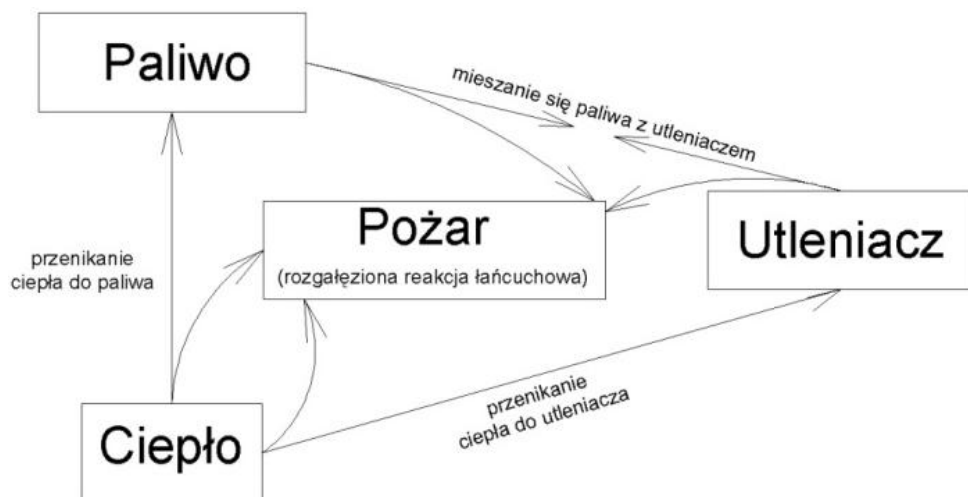
Do powstania pożaru potrzebne są trzy czynniki: materiał palny, tlen oraz źródło ciepła o dostatecznie dużej energii umożliwiającej zapłon materiału palnego. Na rysunku 1 został przedstawiony tzw. trójkąt pożarowy, obrazujący zależność czynników decydujących o powstaniu pożaru.

Rozwój pożaru w budynku jest uzależniony od źródła inicjacji pożaru, składu i ilości materiałów palnych, powierzchni, orientacji i geometrii pomieszczenia oraz lokalizacji i wielkości otworów wentylacyjnych.

Dla oceny skutków pożaru oraz możliwości prowadzenia badań laboratoryjnych opracowane zostały modele matematyczne opisujące przebiegi różnych pożarów określane jako krzywe pożarowe „temperatura–czas”, $T = f(t)$.

Zostały one zdefiniowane w normie PN-EN 1363-2:2001 [3], gdzie nadano im następujące nazwy:

- krzywa standardowa, zwana krzywa normową,
- krzywa węglowodorowa,
- krzywa zewnętrzna,
- krzywe parametryczne,
- krzywe tunelowe.



Rys. 1. Warunki niezbędne do powstania pożaru, tzw. trójkąt pożarowy [6]

Ponadto w normie [4] opisano metodykę wyznania krzywych parametrycznych, których przebieg opisuje prawdopodobny przebieg pożaru dla rozpatrywanych pomieszczeń, składowisk lub stref pożarowych.

Najbardziej znana jest krzywa normowa „temperatura–czas”, $T = f(t)$, obrazująca pożary celulozowe, która jest powszechnie stosowana w badaniach ogniowych budynków.

Krzywą tę opisuje następujące równanie [4]:

$$T = 345 \cdot (8t + 1) + 20, \quad (1)$$

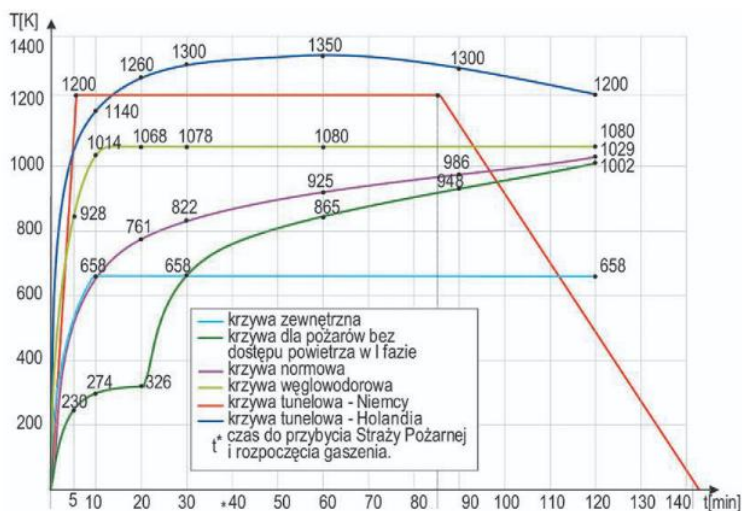
gdzie

T – temperatura, w $^{\circ}\text{C}$,

t – czas, w [min].

Graficzny przebieg krzywej normowej $T = f(t)$ oraz pozostałych krzywych pożarowych przedstawiono na rys. 2.

Zgodnie z krzywą standardową podczas pożaru w budynku temperatura osiąga wartość 800°C po około 30 minutach od chwili jego zainicjowania i wykazuje nieznaczne tendencje wzrostowe wraz z upływem czasu jego trwania.



Rys. 2. Krzywe pożarowe „temperatura–czas”, $T = f(t)$,
obrazujące różne pożary [12]

Wraz ze wzrostem temperatury otoczenia, maleje rezystancja przewodów elektrycznych. Zgodnie z prawem Wiedemanna–Franza–Lorentza „stosunek przewodnictwa cieplnego i przewodnictwa elektrycznego w dowolnym metalu jest wprost proporcjonalny do temperatury”:

$$\frac{\lambda}{\gamma} = L \cdot T, \quad (2)$$

gdzie:

γ – konduktywność przewodnika, w $[m/(\Omega \cdot mm^2)]$,

λ – współczynnik przewodności cieplnej przewodnika, w $[W/(m \cdot K)]$,

$L = 2,44 \cdot 10^{-8} [(W \cdot \Omega)/K^2]$ – stała Lorentza,

T – temperatura przewodnika, w $[K]$.

Wraz ze wzrostem temperatury wzrastają amplitudy drgań atomów w węzłach sieci, co skutkuje wzrostem prawdopodobieństwa zderzeń elektronów prowadzącym w konsekwencji do zmniejszenia ich ruchliwości. **Zmniejszenie ruchliwości elektronów jest jednoznaczne ze zmniejszeniem konduktywności przewodu, a tym samym ze wzrostem jego rezystancji.**

Spodziewaną wartość rezystancji przewodu narażonego na działanie temperatury pożaru można wyznaczyć ze wzoru (3) [6]:

$$R_g = R_0 \cdot \left(\frac{T_g}{293} \right)^{1,16}, \quad (3)$$

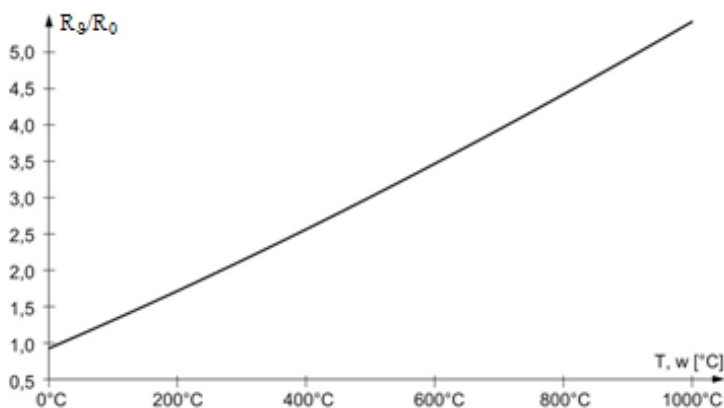
gdzie:

R_g – rezystancja przewodu w temperaturze T_g , w $[\Omega]$,

T_g – temperatura końcowa, w której oblicza się rezystancję przewodu R_g , w $[K]$,

R_0 – rezystancja przewodu w temperaturze 20°C , w $[\Omega]$,

Na rysunku 3 przedstawiono zmienność rezystancji przewodu funkcji temperatury, odniesioną do rezystancji przewodu w temperaturze 20°C , $R_g/R_0 = f(T)$.



Rys. 3. Zmienność rezystancji przewodów funkcji temperatury, odniesiona do rezystancji przewodu w temperaturze 20°C , $R_g/R_0 = f(T)$ [6]

Uwaga!

Prawo Wiedemana–Franza–Lorentza nie jest spełnione dla wszystkich metali, jednak w odniesieniu do metali stosowanych do produkcji kabli i przewodów elektrycznych znajduje pełne zastosowanie.

Wymagany przekrój przewodów zasilających urządzenia przeciwpożarowe, które muszą funkcjonować w czasie pożaru ze względu na dopuszczalny spadek napięcia należy wyznaczyć z uwzględnieniem wzrostu rezystancji wynikającego z prawa Wiedemanna–Franza–Lorentza. Zgodnie z wymaganiami normy [3], wymagany przekrój należy obliczyć ze wzorów:

- dla obwodów trójfazowych

$$S \geq \frac{l \cdot k_p}{\gamma \cdot \left(\frac{\Delta U_{\text{dop\%}} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_B \cdot \cos \varphi_n} - X \cdot \text{tg} \varphi_n \right)}, \quad (4)$$

– dla obwodów jednofazowych

$$S \geq \frac{l \cdot k_p}{\gamma \cdot \left(\frac{\Delta U_{dop\%} \cdot U_{nf}}{200 \cdot I_B \cdot \cos \varphi_n} - X \cdot \operatorname{tg} \varphi_n \right)}, \quad (5)$$

gdzie:

$\Delta U_{dop\%}$ – dopuszczalny spadek napięcia określony w normach przedmiotowych, w [%],

l – długość linii zasilającej, w [m],

U_n – napięcie znamionowe, w [V]

$$\operatorname{tg} \varphi_n = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_n} - 1}, \quad (6)$$

$\cos \varphi_n$ – współczynnik mocy zasilanego urządzenia, w [-],

$X = x' \cdot l$ – reaktancja przewodu (linii) zasilającej, w [Ω],

x' – jednostkowa reaktancja przewodów, przyjmowana jako:

a) dla linii kablowych [6]:

- $U < 1$ kV: $x = 0,08$ [Ω/km],
- $U \geq 1$ kV: $x = 0,1$ [Ω/km];

b) dla instalacji nn [7]:

- układanych w rurze stalowej: $0,15$ [Ω/km],
- układanych bez rury: $0,15$ [Ω/km],

I_B – spodziewany prąd obciążenia, w [A]

k_p – współczynnik poprawkowy uwzględniający wzrost rezystancji przewodu wskutek działania temperatury pożaru określony wzorem (7):

$$k_p = \frac{R_g}{R_0}, \quad (7)$$

γ – konduktywność przewodu zasilającego, w [$\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$],

R_g – spodziewana rezystancja przewodu podczas pożaru, w [Ω],

R_0 – rezystancja przewodu w warunkach normalnej eksploatacji, w [Ω],

U_{nf} – napięcie pomiędzy przewodem fazowym a przewodem neutralnym, w [V].

W związku ze wzrostem rezystancji przewodu zasilającego powodowanej działaniem temperatury pożaru, należy liczyć się ze zmniejszeniem spodziewanych prądów zwarciovych. Zatem dla uzyskania skutecznej ochrony przeciwporażeniowej realizowanej przez samoczynne wyłączenie konieczne będzie zwiększenie przekroju przewodów zasilających urządzenia elektryczne, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru do wartości gwarantujących spełnienie warunku samoczynnego wyłączenia określonego w normach [2] oraz [3].

2. Ochrona przeciwporażeniowa odbiorników energii elektrycznej, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru.

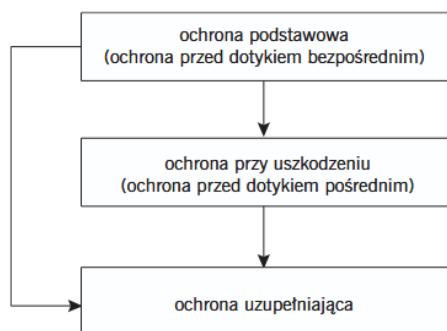
Ochrona podstawowa

Wyróżniamy następujące rodzaje ochrony przeciwporażeniowej w obwodach, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru:

- ochrona podstawowa,
- ochrona przy uszkodzeniu,
- ochrona uzupełniająca realizowana z wykorzystaniem dodatkowych połączeń wyrównawczych¹.

Celem ochrony uzupełniającej jest zwiększenie skuteczności ochrony podstawowej w przypadku nieskutecznego działania środków ochrony podstawowej oraz ochrony przy uszkodzeniu.

Wzajemne powiązanie poszczególnych rodzajów ochrony przeciwporażeniowej przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Wzajemne zależności pomiędzy poszczególnymi rodzajami ochrony przeciwporażeniowej [6]

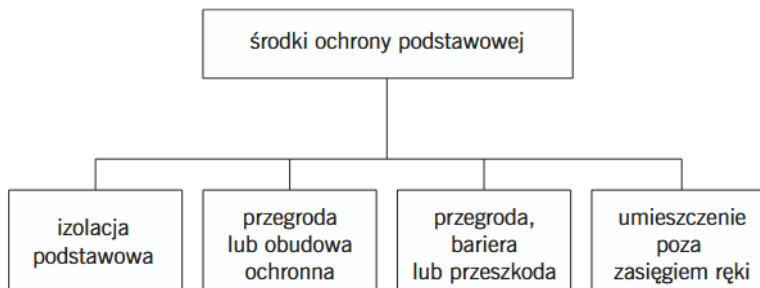
Zgodnie z normą [3], każdy środek ochrony powinien składać się z:

- odpowiedniej kombinacji niezależnych środków zapewniających ochronę podstawową i ochronę przy uszkodzeniu lub
- środka ochrony wzmocnionej zapewniającej ochronę podstawową i ochronę przy uszkodzeniu.

Zgodnie z wymaganiami normy [3], jako środek ochrony przy uszkodzeniu w instalacjach elektrycznych zasilających urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru, dopuszcza się samoczynne wyłączenie w układzie zasilania TN.

¹ Kategorycznie zabrania się stosowania do ochrony uzupełniającej wyłącznikami różnicowoprądowymi.

Spośród środków ochrony podstawowej przedstawionych na rys. 5 w instalacjach elektrycznych, które muszą funkcjonować w czasie pożaru, dopuszcza się jedynie izolację podstawową pod warunkiem spełnienia cechy ognioodporności przez wymagany czas, np. 90 minut.



Rys. 5. Środki podstawowej ochrony przeciwporażeniowej [7]

Ochrona przy uszkodzeniu

Zadaniem ochrony przy uszkodzeniu jest niedopuszczenie do porażenia prądem elektrycznym w przypadku uszkodzenia izolacji lub jej zniszczenia.

Do środków ochrony przy uszkodzeniu, dopuszczonych do stosowania w instalacjach przewidzianych do funkcjonowania w czasie pożaru należy zaliczyć:

- samoczynne wyłączenie zasilania w układzie TN (TN-S; TN-C-S; TN-C),
- samoczynne wyłączenie zasilania w układzie IT²,
- nieuziemione połączenia wyrównawcze miejscowe,
- obniżenie napięcia dotykowego do wartości dopuszczalnej długotrwale.

Ocena skuteczności samoczynnego wyłączenia w układach TN

Ochronę przez samoczynne wyłączenie w liniach nn pracujących w układzie TN uznaje się za skuteczną, jeżeli spełniony jest poniższy warunek:

$$I_{k1} = \frac{U_0}{Z_{k1}} \geq I_a, \quad (8)$$

gdzie:

- Z_{k1} – impedancja pętli zwarciorowej obejmująca źródło zasilania zwarcia, przewód czynny od źródła do miejsca zwarcia i przewód ochronny między punktem zwarcia a źródłem zasilania, w $[\Omega]$,

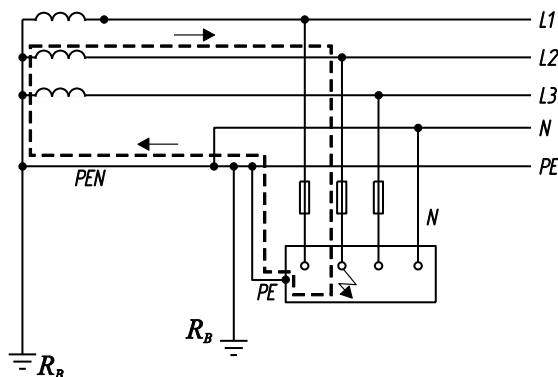
² Układ zasilania IT może być stosowany jedynie wtedy, gdy przy drugim zwarciu przejdzie w układ zasilania TN, a samoczynne wyłączenie zasilania nastąpi w czasie nie dłuższym niż określony w tabeli 1.

I_a – prąd wyłączający zabezpieczenie w czasie nie dłuższym od podanego w tabeli 1, w [A],

U_o – napięcie pomiędzy przewodem fazowym a uziemionym przewodem PE (PEN), w [V],

I_{k1} – spodziewany prąd zwarcia jednofazowego, w [A].

Graficznie obwód zwarcia przy uszkodzeniu w odbiorniku zasilanym w układzie TN-C-S, został przedstawiony na rys. 6.



Rys. 6. Schemat obwodu zwarcia w układzie sieci TN-C-S [6]

Dopuszczalne czasy samoczynnego wyłączenia zasilania w instalacjach wykonanych w układzie TN oraz układzie TT³ podczas zwarc, zgodne z wymaganiami normy [2] przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Dopuszczalny czas wyłączenia w układzie TN [2]

Układ sieci	50 V < $U_o \leq 120$ V		120 V < $U_o \leq 230$ V		230 V < $U_o \leq 400$ V		$U_o > 400$ V	
	a.c.	d.c.	a.c.	d.c.	a.c.	d.c.	a.c.	d.c.
TN	0,8	Wyłączenie może być wymagane z innych przyczyn niż ochrona przeciwporażeniowa	0,4	1	0,2	0,4	0,1	0,1
TT	0,3		0,2	0,4	0,07	0,2	0,04	0,1

Wyznaczenie impedancji obwodu zwarcia jednofazowego jest uzależnione od źródła zasilającego:

³ Układ zasilania TT, zgodnie z normą [3], nie jest dopuszczony do zabezpieczania obwodów zasilania urządzeń elektrycznych, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru z uwagi na konieczność stosowania w nim wyłączników różnicowoprądowych, których stosowanie w obwodach zasilających urządzenia ppoż. jest zabronione.

- System Elektroenergetyczny,
- zespół prądotwórczy.

Przy zasilaniu z Systemu Elektroenergetycznego, impedancję obwodu zwarcia jednofazowego należy wyznaczyć ze wzoru (9) [4]:

$$Z_{k1} = \sqrt{(R_T + R_p + R_g)^2 + (X_T + X_p + X_g)^2}. \quad (9)$$

Natomiast przy zasilaniu z generatora zespołu prądotwórczego, impedancję obwodu zwarcia jednofazowego należy wyznaczyć ze wzoru (10) [4]:

$$Z_{k1} = \sqrt{(R_G + R_p + R_g)^2 + (X_{k1G} + X_p + X_g)^2}, \quad (10)$$

gdzie:

- R_T – rezystancja uzwojeń transformatora zasilającego, w $[\Omega]$,
- R_p – rezystancja przewodów zasilających budynek, w $[\Omega]$,
- R_g – rezystancja przewodów obwodu zasilającego urządzenia ppoż., których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru, określona z wykorzystaniem wzoru (3), w $[\Omega]$,
- R_G – rezystancja generatora zespołu prądotwórczego, określona wzorem (11) [4]:

$$R_G = 0,03 \cdot \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}, \quad (11)$$

- U_{nG} – napięcie znamionowe generatora, [kV],
- S_{nG} – znamionowa moc pozorna generatora, w [MVA],
- X_T – reaktancja uzwojeń transformatora zasilającego, w $[\Omega]$,
- X_p – reaktancja przewodów zasilających budynek, w $[\Omega]$,
- X_g – reaktancja przewodów obwodu zasilającego urządzenia ppoż., których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru, w $[\Omega]$,
- X_{k1G} – reaktancja generatora zespołu prądotwórczego, określona wzorem (12) [4]:

$$X_{k1G} = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{nG}^2}{S_{nG}}, \quad (12)$$

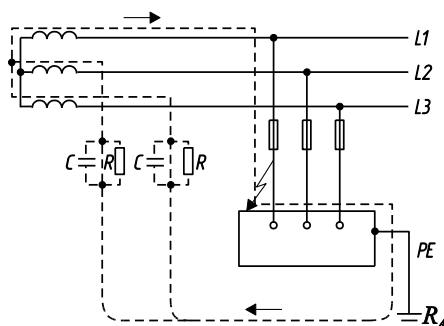
n -krotność prądu znamionowego generatora I_{nG} , podczas zwarcia na jego zaciskach ($I_k = n \cdot I_{nG}$), przyjmowana zgodnie z DTR producenta zespołu prądotwórczego, w $[-]$.

Uwaga!

Norma [2] nie określa czasów dla układu IT. Ustalenie wymagań w tym zakresie jest zadaniem projektanta i zależy od układu uziemień zasilanych odbiorników, które przy podwójnym zwarcu warunkuje przejście w układ zasilania TN lub TT.

Ocena skuteczności samoczynnego wyłączenia w układach IT (układ nieprzydatny do zasilania urządzeń przeciwpożarowych)

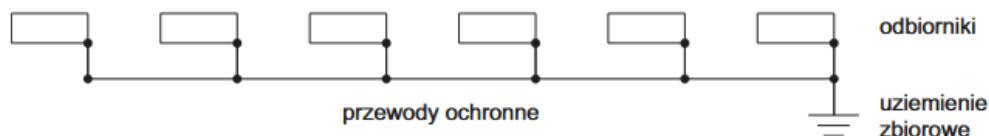
Graficznie obwód zwarcia w instalacji o układzie zasilania IT bez przewodu neutralnego został przedstawiony na rys. 7.



Rys. 7. Obwód zwarcia jednofazowego w układzie sieci IT bez przewodu neutralnego [6]

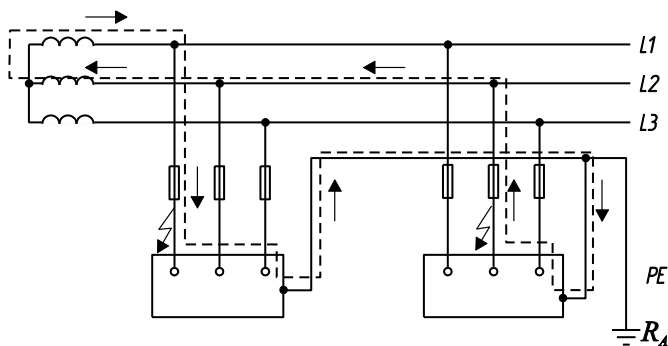
Instalacja wykonana w układzie zasilania IT, przy zwarciu jednej fazy z ziemią nie stwarza zagrożenia porażeniowego, pod warunkiem że prąd zwarciowy spowoduje powstanie napięcia dotykowego na częściach przewodzących dostępnych chronionego urządzenia o wartości $U_{ST} \leq U_L$.

Dla zachowania bezpieczeństwa w instalacjach o układzie zasilania IT należy instalować Układ Kontroli Stanu Izolacji (UKSI), w celu zasygnalizowania powstałego pojedynczego zwarcia, tak by możliwa była szybka reakcja polegająca na usunięciu uszkodzenia w celu niedopuszczenia do powstania drugiego zwarcia. Układ ten w warunkach pożaru staje się nieprzydatny, a drugie zwarcie w zależności od sposobu uziemienia zasilanych odbiorników (rys. 8) przekształca układ zasilania IT w układ TT lub TN. Ponieważ zgodnie z wymaganiami normy [3], do zasilania urządzeń elektrycznych, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru należy stosować układ zasilania TN, należy dla wszystkich odbiorników zasilanych w układzie IT z jednego źródła przyjąć uziemienie zbiorowe. Takie rozwiązanie gwarantuje przy podwójnym zwarciu przekształcenie układu IT w układ TN, dla którego należy zagwarantować samoczynne wyłączenie zasilania w czasie nie dłuższym od określonego w tabeli 1.



Rys. 8. Wymagany sposoby uziemień części przewodzących dostępnych [12]

Graficznie obwód prądu zwarciovego dla zwarcia podwójnego, w którym występuje uziemienie zbiorowe, został przedstawiony na rys. 9.



Rys. 9. Obwód zwarcia podwójnego w układzie sieci IT bez przewodu neutralnego [6]

Natomiast warunek samoczynnego wyłączenia należy określić ze wzoru (13) lub (14) w zależności od tego, czy układ zasilania posiada przewód neutralny lub nie:

a) dla układu nieposiadającego przewodu neutralnego:

$$I_k = \frac{U_n}{2 \cdot Z'_S} \geq I_a, \quad (13)$$

b) dla układu posiadającego przewód neutralny:

$$I_k = \frac{U_0}{2 \cdot Z'_S} \geq I_a, \quad (14)$$

gdzie:

Z_S – impedancja części pętli zwarcioviej obejmującej przewód fazowy i przewód ochronny obwodu jednego z odbiorników, w $[\Omega]$,

Z'_S – impedancja części pętli zwarcioviej obejmująca przewód neutralny i przewód ochronny obwodu jednego z odbiorników, w $[\Omega]$,

I_a – prąd wyłączający zasilanie w czasie określonym w tabeli 1, dla układu zasilania TN w $[A]$,

U_0 – napięcie pomiędzy przewodem fazowym a uziemionym przewodem ochronnym, w $[V]$,

U_n – napięcie międzyfazowe, w $[V]$.

Uwaga!

Występująca w mianownikach wzorów (14) oraz (15) cyfra 2 jest wynikiem uproszczeń polegających na spełnieniu warunku wyłączenia jednego z odbiorników w przy-

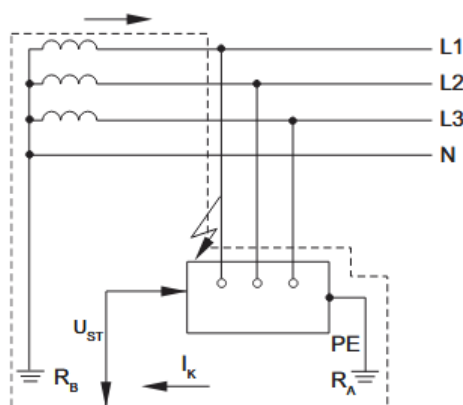
padku podwójnego zwarcia. W przeciwnym przypadku konieczne było by wykonanie badania następującej ilości obwodów przyłączonych do wspólnego źródła:

$$C = \binom{N}{2} = \frac{N!}{2! \cdot (N-2)!}, \quad (15)$$

gdzie N – liczba odbiorników zasilanych ze wspólnego źródła.

3. Zasilanie urządzeń ppoż. w obiekcie zasilanym w układzie TT

Graficznie obwód zwarcia w układzie zasilania TT został przedstawiony na rys. 10. Cechą charakterystyczną tego układu zasilania jest droga przepływu prądów zwarcio-
wych, dla które obwód zamyka się przez ziemię. Opór dla prądu jaki stanowi suma rezystancji uziemienia R_A oraz R_B jest znacznie większa niż impedancja obwodu wyznaczona przez przewody zasilające. Skutkuje to pojawieniem się na uszkodzonym odbiorniku napięcia dotykowego U_{ST} , o wartości napięcia U_0 . Stan ten trwa do chwili wyłączenia zasilania, które przy większych zabezpieczeniach może być nieskuteczne.



Rys. 10. Schemat obwodu zwarcia w układzie sieci TT [12]

Ochronę przeciwporażeniową realizowaną przez samoczynne wyłączenie zasilania należy uznać za skuteczną, w zależności od rodzaju zastosowanego zabezpieczenia, gdy zostanie spełniony następujący warunek:

- wyłączenie zasilania realizowane jest przez wyłącznik różnicowoprądowy o znamionowym prądzie różnicowym $I_{\Delta n}$:

$$R_A = \frac{U_L}{I_{\Delta n}}, \quad (16)$$

gdzie:

R_A – suma rezystancji uziomu i przewodu uziemiającego łączącego uziom z częścią przewodzącą dostępną, w $[\Omega]$,

U_L – dopuszczalne długotrwale napięcie dotykowe, w $[V]$,

$I_{\Delta n}$ – znamionowy różnicowy prąd zadziałania wyłącznika różnicowoprądowego, w $[A]$.

b) jeżeli wyłączenie zasilania realizowane jest przez zabezpieczenie nadprądowe o prądzie wyłączającym I_a , w $[A]$:

$$Z_s = \frac{U_0}{I_a}, \quad (17)$$

gdzie:

I_a – prąd wyłączający zabezpieczenie w czasie określonym w tabeli 1, w $[A]$,

Z_s – impedancja pętli zwarcia doziemnego obejmująca impedancję źródła zasilania przewodu liniowego, przewodu ochronnego części przewodzących dostępnych, przewodu uziemiającego, uziomu instalacji oraz uziomu źródła zasilania, w $[\Omega]$,

U_0 – napięcie nominalne pomiędzy przewodem fazowym a ziemią, w $[V]$.

Uwaga!

Bardzo ostre wymagania dotyczące dopuszczalnych czasów samoczynnego wyłączenia zasilania w praktyce wymagają stosowania w każdym przypadku wyłączników różnicowoprądowych, których stosowanie w obwodach ppoż. jest zabronione.

4. Wyłącznik różnicowoprądowy – urządzenie nieprzydatne w instalacjach zasilających urządzenia przeciwpożarowe

Uproszczony schemat wyłącznika różnicowoprądowego przedstawiono na rys. 11.

Wyłącznik różnicowoprądowy reaguje na upływ prądu doziemnego. Jego działanie opiera się na pierwszym prawie Kirchoffa, co oznacza że suma prądów dopływających (fazowych) musi być równa prądowi odpływającemu w przewodzie neutralnym:

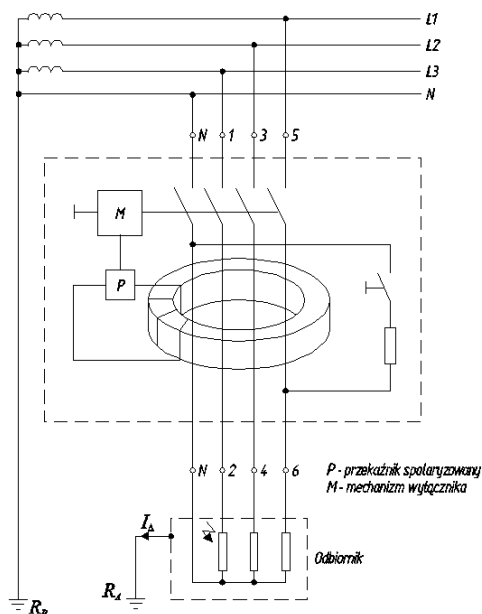
$$(I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}) - I_N = 0. \quad (18)$$

Każdy wyłącznik różnicowoprądowy charakteryzowany jest przez podanie jego parametrów znamionowych, gdzie z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej, najistotniejszy jest znamionowy prąd różnicowy.

Poprawnie działający wyłącznik różnicowoprądowy powinien przerwać dopływ prądu po spełnieniu równania (19):

$$0,5 \cdot I_{\Delta n} \geq (I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}) - I_N \leq I_{\Delta n}. \quad (19)$$

Wyłączenie zasilania przy wartościach mniejszych od $0,5 I_{\Delta n}$ lub wartościach większych od $I_{\Delta n}$ oznacza niesprawność aparatu, który podlega wymianie na sprawny.



Rys. 11. Uproszczony schemat wyłącznika różnicowoprądowego [7]

W każdej instalacji elektrycznej wskutek skończonej wartości rezystancji izolacji występuje prąd upływu doziemnego i dopóki równanie (17) nie zostanie spełnione, poprawnie działający wyłącznik nie przerwie dopływu prądu do odbiornika.

Pod działaniem temperatury pożaru jonizacji ulega izolacja przewodów, skutkując zwiększonymi prądami upływu doziemnego, które mogą prowadzić do niekontrolowanego działania wyłączników różnicowoprądowych prowadząc do pozbawienia funkcji zasilanych urządzeń. Zjawisko to powoduje, że wyłącznik różnicowoprądowy nie nadaje się do stosowania w obwodach zasilających urządzenia przeciwpożarowe ze względu na zapewnienie niezawodnej dostawy energii.

5. Ochrona przeciwporażeniowa przy uszkodzeniu przez obniżenie napięcia dotykowego

W przypadku gdy spełnienie warunku samoczynnego wyłączenia w instalacji zasilanej z generatora zespołu prądotwórczego lub innego źródła zasilania będącego źród-

dłem rezerwowym, zgodnie z wymaganiami normy [2], jest niemożliwe, należy przeprowadzić ocenę skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przy uszkodzeniu (przed dotykem pośrednim) przez sprawdzenie, czy w czasie zwarcia doziemnego o prądzie zwarciovym równym I_a wystąpiłoby na częściach przewodzących dostępnych napięcie dotykowe o wartości nie przekraczającej napięcia dotykowego, dopuszczalnego długotrwale. Jako napięcie dotykowe dopuszczalne długotrwale, zgodnie z wymaganiami normy [2], należy przyjmować napięcia o wartości $U_L = 25 \text{ V}$ ac lub 60 V dc. Dla zachowania skutecznej ochrony przeciwporażeniowej przez obniżenie napięcia dotykowego do wartości dopuszczalnej długotrwale należy części przewodzące dostępne chronionego urządzenia połączyć z Główną Szyną Uziemiającą budynku (GSU). Metoda ta nie może być stosowana w układzie zasilania TT.

Zgodnie z wymaganiami określonymi w normie [2], ochronę przeciwporażeniową należy uznać za skuteczną, jeżeli napięcie dotykowe U_{ST} nie przekracza wartości napięcia dopuszczalnego długotrwale w danych warunkach środowiskowych, czyli:

$$U_{ST} = I_a \cdot Z_{PE} \leq U_L. \quad (20)$$

Wymagany przekrój przewodu ochronnego, łączącego chronione urządzenie z GSU, należy wyznaczyć ze wzoru (21), który uzyskuje się w wyniku przekształceń wzoru (16), przy założeniu, że $U_{ST} = U_L$ oraz $Z_{PE} = R_{PE}$:

$$S_{PE} \geq \frac{k_p \cdot I_a \cdot l}{U_L \cdot \gamma}, \quad (21)$$

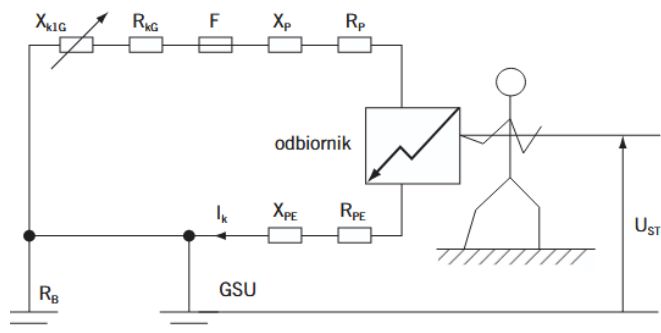
gdzie:

- I_a – prąd wyłączający zabezpieczone chronionego odbiornika w czasie określonym w tabeli 1, w [A],
- Z_{PE} – wartość impedancji przewodu ochronnego PE między rozpatrywaną częścią przewodzącą dostępną a głównym połączeniem wyrównawczym, w [Ω],
- U_L – napięcie dotykowe dopuszczalne długotrwale, w [V],
- k_p – współczynnik wzrostu rezystancji przewodu, określony wzorem (7), w [–],
- S_{PE} – wymagany przekrój żyły przewodu ochronnego, w [mm^2].

Zależność określona wzorem (21) przy zasilaniu z generatora zespołu prądotwórczego lub innego źródła rezerwowego określonego w normie [2] wynika bezpośrednio z rys. 12.

Dokładna analiza wzoru (18) oraz rys. 12, prowadzi do oceny dwóch przypadków:

- a) jeżeli $I_k < I_a$ – czy spodziewane napięcie dotykowe U_{ST} jakie powstanie na częściach przewodzących dostępnych chronionego urządzenia, w warunkach zakłóconych nie przekroczy napięcia dotykowego dopuszczalnego długotrwale U_L ,
- b) jeżeli $I_k \geq I_a$ – czy nastąpi samoczynne wyłączenie zasilania w czasie nie dłuższym od określonego w tabeli 1.



Rys. 12. Napięcie dotykowe U_{ST} na obudowie uszkodzonego odbiornika przy zwarciu jednofazowym z ziemią [12].

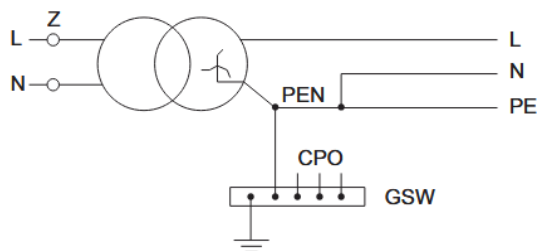
Przyjęcie takiego sposobu rozwiązywania ochrony przeciwporażeniowej gwarantuje jej zachowanie przy dowolnej wartości spodziewanego prądu zwarciego.

6. Zasilanie obwodów ppoż. w budynku zasilanym z sieci elektroenergetycznej o układzie zasilania TT

W przypadku zabezpieczeń o prądzie znamionowym większym od 16 A ochrona przeciwporażeniowa przez samoczynne wyłączenie w układzie TT będzie nieskuteczna. Konieczne jest przejście na układ zasilania TN. Jest to możliwe przy zastosowaniu transformatora izolacyjnego o grupie połączeń DZn5, co przedstawiono na rys. 13. Transformator o tej grupie połączeń należy stosować dla dużych odbiorów. W przypadku małych odbiorów, może zostać zastosowany transformator o grupie połączeń Dyn5. Z punktu neutralnego uzwojenia połączonego w zygzak należy wyprowadzić i uziemić przewód PEN układu TN. W roli uziemienia wystarczy uziom fundamentowy obiektu budowlanego. Przyłączenie obwodów przeciwpożarowych do transformatora oddzielającego o przekładni $\vartheta = 1:1$ wymaga sprawdzenia skuteczności samoczynnego wyłączenia zgodnie z zasadami określonymi w normie PN-HD 60364-4-41:2017-09 [2].

W przypadku transformatora o grupie połączeń DZn5, stosunek składowej zerowej do składowej zgodnej i przeciwej $\frac{Z_{k(0)}}{Z_k} < 1$, prąd zwarcia jednofazowego należy wyznaczyć z wykorzystaniem metody składowych symetrycznych [12]:

$$I_{k1\min} + \frac{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(R_k + R_{K(0)})^2 + (X_k + X_{K(0)})^2}} \geq I_a. \quad (22)$$



Rys. 13. Schemat przejścia z układu zasilania TT w układ TN do zasilania urządzeń ppoż.

7. Wnioski

Podczas pożaru występuje wysoka temperatura, pod działaniem której ulega zwiększeniu rezystancja przewodów zasilających. Zapewnienie ognioodporności przewodów zasilających przez wymagany czas pracy urządzeń oraz zachowania ciągłości dostawy energii, określone w Rozporządzeniu [1] jest wymaganiem koniecznym lecz nie dostatecznym. Wzrost rezystancji przewodów zasilających powoduje wzrost spadków napięć skutkując pogorszeniem pracy zasilanych urządzeń. Oprócz pogorszonej jakości dostarczanej energii, zmniejszeniu ulegają spodziewane prądy zwarciove, które mogą prowadzić do nieskutecznej ochrony przeciwporażeniowej.

Pod działaniem wysokiej temperatury, izolacja przewodów ulega degradacji czego skutkiem są zwiększone upływy prądów doziemnych, które mogą prowadzić do niekontrolowanych włączeń wyłączników różnicowoprądowych. Ponieważ w obwodach zasilających urządzenia przeciwpożarowe wymaga się wysokiej niezawodności działania, niedopuszczalnym jest stosowanie w tych obwodach wyłączników różnicowoprądowych.

Oprócz izolacji podstawowej przewodów zasilających o odporności ogniowej gwarantowanej przez wymagany czas ich pracy, jako środek ochrony przy uszkodzeniu należy stosować samoczynne wyłączenie w układzie zasilania TN. Układ zasilania IT może być stosowany jedynie wtedy gdy drugie zwarcie spowoduje przejście układu zasilania w układ TN, a czas trwania zwarcia w takim przypadku nie przekroczy wartości określonej w normie [2]. Układ zasilania TT nie może być stosowany do zasilania urządzeń przeciwpożarowych, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru ze względu na konieczność stosowania w nim wyłączników różnicowoprądowych w celu spełnienia wymagań normy [2]. Do zasilania obwodów przeciwpożarowych niezbędne jest przejście na układ zasilania TN, z wykorzystaniem transformatora o układzie DZn5 lub Dy5.

Dobór przewodów do zasilania urządzeń przeciwpożarowych, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru należy wykonywać z uwzględnieniem wymagań normy [3].

Sprawdzenie skuteczności samoczynnego wyłączenia należy realizować z uwzględnieniem spodziewanego wzrostu rezystancji przewodów zasilających jaki wystąpi podczas pożaru w pełni rozwiniętego.

W przypadku, gdy samoczynne wyłączenie zasilania w czasie nie dłuższym od określonego w normie [2], nie jest możliwe, ochronę przeciwporażeniową należy realizować przez sterowanie wartością spodziewanego napięcia dotykowego przez dobranie przekroju przewodu ochronnego łączącego chronione urządzenie z Główną Szyną Uziemiającą. Dobierany przekrój przewodu ochronnego w tym przypadku musi gwarantować:

- a) spełnienie warunku $U_{ST} \leq U_L$ w przypadku, gdy $I_k < I_a$ lub
- b) samoczynne wyłączenie zasilania w czasie nie dłuższym od określonego w normie [2], jeżeli spełniony zostanie warunek $I_k \geq I_a$.

Rozwiązanie to nie nadaje się do zastosowania w układzie zasilania TT. Konieczne jest przejście na wyspowe zasilanie odbiorników ppoż. w układzie TN zgodnie z opisem w pkt. 6.

Literatura

- [1] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2012 roku, w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, Dz.U. z 2022 r., poz. 1225 z późn. zm. – traci ważność z dniem 21 września 2027 roku.
- [2] Norma PN-HD 60364-4-41:2017-09. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41. Instalacje dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
- [3] N SEP-E 005. *Dobór przewodów elektrycznych do zasilania urządzeń, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru.*
- [4] PN-EN 1363-2:2001. *Badanie odporności ogniowej. Część 2. Procedury alternatywne i dodatkowe.*
- [5] PN-EN 60364-5-56:2013. *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Część 5-56. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Instalacje bezpieczeństwa.*
- [6] Wiatr J., Orzechowski M., *Poradnik projektanta elektryka*, wyd. VI, DW MEDIUM, Warszawa 2021.
- [7] Wiatr J., Boczkowski A., Orzechowski M., *Ochrona przeciwporażeniowa w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia. Dobór przewodów*, DW MEDIUM, Warszawa 2010.
- [8] Cholewicki T., *Elektrotechnika teoretyczna*, tom 1, WNT, Warszawa 1971.
- [9] Celiński Z., *Materiałoznawstwo elektrotechniczne*, OWPW, Warszawa 1998.
- [10] DIN 41021-12. *Zachowanie się materiałów i elementów budowlanych pod wpływem ognia. Podtrzymanie funkcji urządzeń w czasie pożaru. Wymagania i badania.*
- [11] Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów, Dz.U. Nr 109/2010, poz. 719 z późn. zm.
- [12] Wiatr J., *Metodyka zasilania urządzeń przeciwpożarowych w energię elektryczną oraz dopuszczania wyrobów budowlanych w ochronie przeciwpożarowej*, Grupa Medium Sp. z o.o., Sp. K., Warszawa 2024.

OCHRONA ODGROMOWA BUDYNKÓW – ZMIANY WPROWADZONE PRZEZ NOWĄ EDYCJĘ NORMY EC 62305-3 Z ROKU 2024

W październiku 2024 pojawiła się nowa (trzecia) edycja normy IEC 62305 dotyczącej ochrony odgromowej budynków. W krajach Unii Europejskiej powyższa norma ma zostać przyjęta jako norma europejska EN-IEC 26305-Ed.3.0 do końca października 2025. Poniżej zostaną przedstawione wybrane różnice w treści poszczególnych arkuszy normy w porównaniu z aktualnymi wersjami Ed.2.0.

1. Wprowadzenie

Na początku należy przypomnieć, że norma to dokument stosowanym na zasadzie dobrowolności, powszechnie dostępnym i zaakceptowanym przez uznaną jednostkę normalizacyjną. Norma jest zatwierdzana na zasadzie konsensu, przeznaczona do powszechnego i wielokrotnego stosowania oraz zaakceptowana przez wszystkie zainteresowane strony jako korzyść dla wszystkich. Postanowienia normy powinny:

- być oparte na podstawach naukowych oraz danych sprawdzonych pod względem słuszności technicznej, ekonomicznej i użytkowej;
- uwzględniać aktualny stan wiedzy oraz poziom techniki osiągnięty lub możliwy do osiągnięcia w najbliższym czasie;
- być możliwe do realizacji oraz absolutnie sprawdzalne.

Te założenia mają się również odnosić do nowej edycji norm z zakresu ochrony odgromowej. W niektórych zapisach nowa wersja normy w Ed.3.0 zmienia istniejące zapisy, w innych przypadkach porządkuje lub uzupełnia treść poprzednich edycji normy. Ponieważ norma przyjmowana jest na zasadzie konsensu w drodze głosowania, odpowiedni lobbing niektórych prowadzi do przyjmowania jako rozwiązania globalne IEC/CENELEC zapisów zawartych w dokumentach krajowych zainteresowanych członków. Wprowadzona w roku 2006 pierwsza edycja normy EN 62305-3:2006 jako środek ochrony przed napięciami dotykowymi i krokowymi w sąsiedztwie przewodów odprowadzających dopuszczała zastosowanie asfaltu o grubości 5 cm (lub warstwa żwiru o grubości 15 cm), jako rozwiązania redukującego zwykle zagro-

żenie do tolerowanego poziomu. Taki sam zapis pojawił się w edycji drugiej normy EN-62305:2011 z roku 2011.

W roku 2020 Niemiecki Komitet Normalizacyjny (DKE/K 251) odpowiedzialny za zagadnienie ochrony odgromowej wydał notkę dotyczącą stosowania zapisów normy EN 62305-3 na terenie Niemiec.

... „Badania wytrzymałości izolacji podłoży uziemiających przeprowadzone przez Niemiecki Komitet ds. Ochrony Odgromowej (VDE ABB) wykazały, że warstwa żwiru o grubości 15 cm nie zawsze zapewnia rezystancję styku wynoszącą co najmniej 100 kΩ. Z tego powodu warstwa żwiru o grubości 15 cm nie jest uważana za odpowiedni środek ochrony przed napięciami dotykowymi i krokowymi”...

W najnowszej edycji normy IEC 62035-3:2024 usunięto informację o warstwie żwiru i nowy zapis brzmi następująco: „Warstwa materiału izolacyjnego, np. asfaltu, o grubości 5 cm generalnie zmniejsza zagrożenie do poziomu akceptowalnego...”

2. Arkusz nr 1: Zasady ogólne (IEC 62305-1:2024:09)

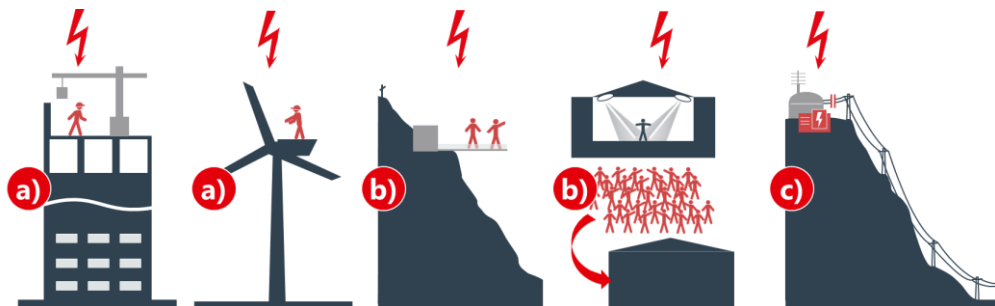
Zmiany w arkuszu 1 nie wprowadzają radykalnych modyfikacji w treści normy, stanowią raczej uzupełnienie i rozszerzenie zapisów z poprzednich edycji. Do obiektów nie objętych zakresem normy dodane zostały elektrownie jądrowe. Parametry prądu pioruna przyjmowane do oceny zagrożenia oraz doboru środków ochrony w niniejszej edycji normy są analogiczne jak w wersjach wcześniejszych. Do czasu uzyskania dalszych informacji od CIGRE parametry prądu piorunowego opisane w tym dokumencie mogą być stosowane również do instalacji morskich, ale jak zaznaczono, ochrona odgromowa turbin wiatrowych jest objęta odrębną normą IEC 61400-24.

Jako jeden ze środków ochrony, zmniejszający ryzyko R oraz częstość uszkodzeń F dodano stosowanie systemu ostrzegania przed burzą (TWS – **T**hunderstorm **W**arning **S**ystem) zgodnego z normą IEC 62793. W normie przedstawiono kilka przykładów odpowiednich rozwiązań (rys. 1) , w oparciu o ostrzeżenia z systemu TWS.:

- a) zatrzymanie niebezpiecznej działalności,
- b) przeniesienie ludzi do bezpiecznego schronienia,
- c) odłączenie od usług zewnętrznych i korzystanie wyłącznie ze źródeł lokalnych.

Zmiany objęły również załącznik E dotyczący parametrów udarów piorunowych w różnych miejscach instalacji. Zmodyfikowano sposób określania podziału prądu pioruna w liniach wchodzących do obiektu prze bezpośrednim wyładowaniu w obiekt (źródło S1). Zapisy obecne odpowiadają ogólnym założeniom zawartym w arkuszu IEC 62305-4:2024. Jeżeli nie wykonano szczegółowych obliczeń rozptyłu prądu (patrz IEC 62305-1:2010, E.2), przyjmuje się ogólne założenie, że 50% tego prądu wpływa do układu uziemiającego obiektu, a 50% powraca przez połączenia wyrównawcze SPD. Oznacza to, że w przypadku LPL I część prądu pioruna I_{imp} z początkowych 200 kA prądu wyładowania, oddziałująca na każde SPD, w zasilającym układzie

rozdzielczym trójfazowym z przewodem neutralnym, jest równa 25 kA. Takie też wartości pojawiły się w zmodyfikowanej tablicy E1 określającej spodziewane prądy udarowe w instalacjach elektrycznych niskiego napięcia z uwzględnieniem różnego punktu wyładowania.



Rys. 1. Wykorzystanie systemu ostrzegania przed burzą (TWS)

3. Arkusz nr 2: Zarządzanie ryzykiem (IEC 62305-2:2024:09)

Nowa wersja normy zmienia podejście do metodyki liczenia ryzyka względem poprzednich edycji normy. Teraz obliczana będzie tylko jedna wartość ryzyka „znaczenie publiczne”: połączenie utraty życia ludzkiego (L_1) i strat spowodowanych pożarem (L_2). Nie ulga zmianie ilość komponentów ryzyka zależnych od źródła uderzenia (8 komponentów) oraz wartość reprezentatywna dopuszczalnego ryzyka R_T .

$$R = R_{L1} + R_{L2}, \quad R < R_T, \quad R_T = 10^{-5} / \text{rok} . \quad (1)$$

Nie ulega zmianie równanie ogólne do wyliczania ryzyka:

$$R_X = N_X \times P_X \times L_X , \quad (2)$$

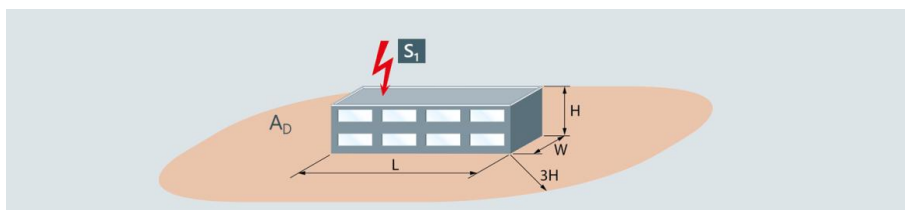
w którym:

- N_X – liczba niebezpiecznych zdarzeń w roku,
- P_X – prawdopodobieństwo uszkodzenia obiektu,
- L_X – strata wynikowa.

Zmianie ulega jednak sposób wyznaczania poszczególnych członów równania. Liczba N_X niebezpiecznych zdarzeń zależy obecnie od gęstości punktów uderzeń pioruna w ziemię (N_{SG}) oraz od cech fizycznych chronionej konstrukcji, jej otoczenia, podłączonych linii i gleby. Gęstość uderzeń doziemnych należy uzyskać, korzystając głównie z danych systemu lokalizacji piorunów LLS (LLS – *lightning location systems*), gdzie LLS musi być zgodne z normą IEC 62858. W Polsce w roku 2022 opublikowana została norma PN-EN IEC 62858:2020-06 – wersja polska. Na obszarach

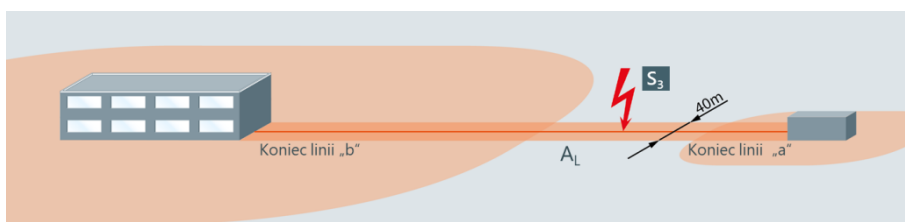
bez dostępu naziemnych systemów lokalizacji piorunów norma zaleca korzystać ze współczynnika korekcyjnego oraz danych uzyskanych z witryny NASA.

Kolejna zmiana dotyczy sposobu określania ekwiwalentnych powierzchni zbierania wyładowań. Nie uległy zmianie jedynie zasady wyznaczania powierzchni zbierania dla wyładowań bezpośrednich w rozpatrywany obiekt A_D oraz wchodzącą do obiektu linię A_L . Powierzchnia A_D określona jest przez przecięcie się powierzchni ziemi z linią prostą o nachyleniu $1/3$, przechodzącą od górnej części obiektu (stykającą się z nim w tym miejscu) i obracającą się wokół niego (rys. 2).



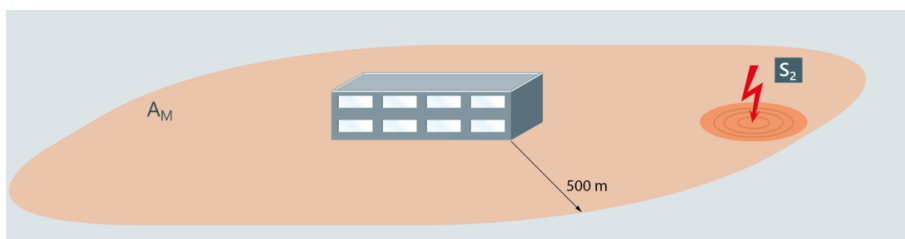
Rys. 2. Powierzchnia zbierania A_D dla obiektu odosobnionego

Powierzchnię zbierania wyładowań w linię stanowi pas o szerokości 40 m z linią po środku (rys. 3). Jeżeli długość odcinka linii nie jest znana, należy przyjąć $L = 1\,000$ m.



Rys. 3. Powierzchnia zbierania A_L przy wyładowaniu w linię

W poprzedniej wersji normy powierzchnia zbierania A_M (wyładowanie w pobliżu obiektu) dochodzi do linii położonej w odległości 500 m od obrysu obiektu (rys.4)



Rys. 4. Powierzchnia zbierania A_M dla wyładowań trafiających w pobliżu obiektu wg aktualnej normy (PN-EN 62305-2:2011)

W nowej edycji normy powierzchnie zbierania należy określić z poniższego równania

$$A_M = 2 \times r_M \times (L + W) + \pi \times r_M^2, \quad (3)$$

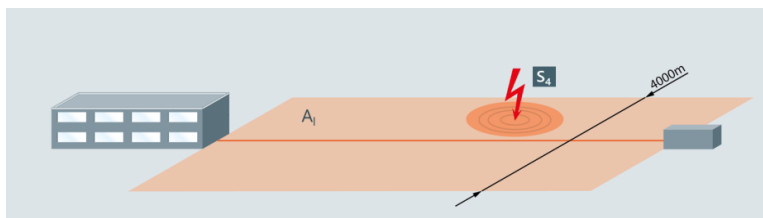
gdzie:

L – długość budynku [m],

W – szerokość budynku [m]

$r_M = 350/U_W$ [m] – (U_W – wytrzymawanego napięcia udarowego linii kablowych dochodzących do obiektu – wartości typowe podano w tabelach załącznika B).

W przypadku wyładowań piorunowych trafiających obok linii, poprzednia edycja normy zalecała uwzględniać pas o szerokości 4000 m (rys. 5).



Rys. 5. Powierzchnia zbierania A_I przy wyładowaniu obok linii (PN-EN 623052:2012)

Nowa edycja normy przy wyznaczaniu powierzchni zbierania A_I przy wyładowaniu obok linii zaleca korzystać ze wzoru:

$$A_I = 2 \times r_I \times L_L, \quad (4)$$

gdzie:

L_L – długość linii (odcinka linii) [m],

$r_I = 2000/U_W^{1,8}$ (U_W – wytrzymawanego napięcia udarowego linii kablowych dochodzących do obiektu – wartości typowe podano w tabelach załącznika B).

Zmienione zostały także wartości oraz oznaczenia niektórych współczynników redukcyjnych. Pojawiły się nowe dodatki rozbudowujące metodykę doboru środków ochrony – np. szczegółowy sposób doboru ograniczników przepięć z uwzględnieniem budowy SPD) ograniczający lub ucinający przepięcie) oraz budowy instalacji w której są one zamontowane. Trzecia edycja normy wprowadza nowe pojęcie częstości uszkodzeń F , która jest wartością liczby zdarzeń uszkadzających spowodowanych przez źródła uszkodzeń S (S_1 , S_2 , S_3 , S_4) w systemach chronionej konstrukcji. Przy ocenie konieczności zastosowania ochrony przed piorunami należy brać pod uwagę częstość występowania uszkodzeń F w odniesieniu do utraty usługi L_3 . Strata L_3 nie zajmuje się fizycznymi uszkodzeniami wewnętrznego systemu, ale skupia się na przepięciach wpływających na funkcję zapewnianą przez wewnętrzny system. Obliczona wartość częstości F winna być mniejsza od poziomu tolerowanego F_T

$$F \leq F_T. \quad (5)$$

Spełnienie powyższej nierówności oznacza, że ochrona odgromowa nie jest konieczna do zmniejszenia częstotliwości uszkodzeń. Reprezentatywna wartość dopuszczalnego ryzyka F_T wynosi: $F_T = 0,1/\text{rok}$ dla wewnętrznych systemów krytycznych dla wykonywania ich funkcji w odniesieniu do wymaganej niedostępności usług $F_T = 1/\text{rok}$ dla wewnętrznych systemów niekrytycznych. Podane w normie wartości $F_T = 0,1$ i $F_T = 1$ są typowymi wartościami dopuszczalnej częstości uszkodzeń.

4. Arkusz nr 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia (IEC 62305-3:2024:09)

Arkusz 62305-3 dotyczy ochrony odgromowej zewnętrznej – czyli ochrony przed skutkami trafienia bezpośredniego w chroniony obiekt. Nowa wersja normy wprowadza kilka istotnych zmian z punktu widzenia projektanta i wykonawcy urządzenia piorunochronnego. Zmiany dotyczą m.in precyzyjnego określenia prowadzenia siatki zwodów nad różnymi powierzchniami dachu oraz klasyfikacji rodzaju pokrycia dachowego z uwagi na zagrożenie pożarowe. Kolejna modyfikacje dotyczą określania zagrożenia dla obiektów o wysokości do 60 m spowodowanego przez wyładowania boczne. Norma wprowadza nową klasyfikację stosowanych rozwiązań w zakresie separowanego urządzenia piorunochronnego. Pojawiły się też dodatkowe informacje w zakresie stosowania części obiektów żelbetowych jako naturalnych elementów urządzenia piorunochronnego oraz wykonywania uziomów fundamentowych.

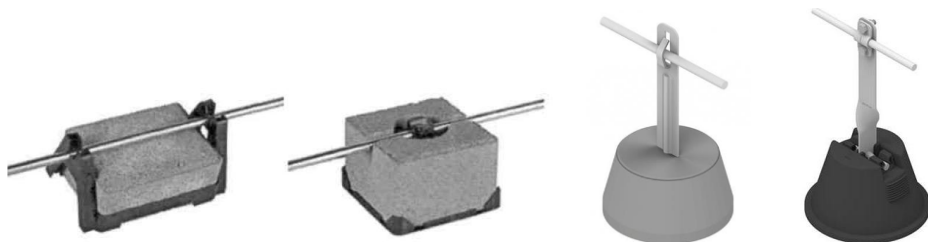
W aktualnej wersji normy PN-EN 62305-3:2011 w punkcie 5.2.4 można znaleźć zapis:

„...jeżeli dach jest wykonany z materiału łatwopalnego, to należytą uwagę należy poświęcić odległości pomiędzy przewodami zwodów a materiałem. Dla dachów krytych strzechą, gdzie nie stosuje się stalowych prętów do montażu trzciny, odpowiednia jest odległość 0,15 m. Dla innych materiałów palnych za odpowiednią uznawana jest odległość nie mniejsza niż 0,10 m...”

Zapis ten powodował, że niektórzy inspektorzy dla dachów pokrytych membraną odrzucali stosowanie typowych niskich wsporników do dachów płaskich, żądając stosowania wsporników podwyższonych.

W nowej wersji normy IEC62305-3:2024 zapisy w punkcie 5.2.4 uległy modyfikacji, jasno określając ze odległość 10 cm dotyczy innych **pokryć łatwopalnych**:

*„...Należy zachować odpowiednią odległość między dachem wykonanym z materiałów łatwopalnych a przewodami odprowadzającymi. W przypadku dachów krytych strzechą, gdzie do mocowania trzciny nie używa się stalowych prętów, odległość co najmniej 0,15 m jest wystarczająca. W przypadku **innych materiałów łatwopalnych** odległość nie mniejsza niż 0,10 m jest uważana za wystarczającą...”*



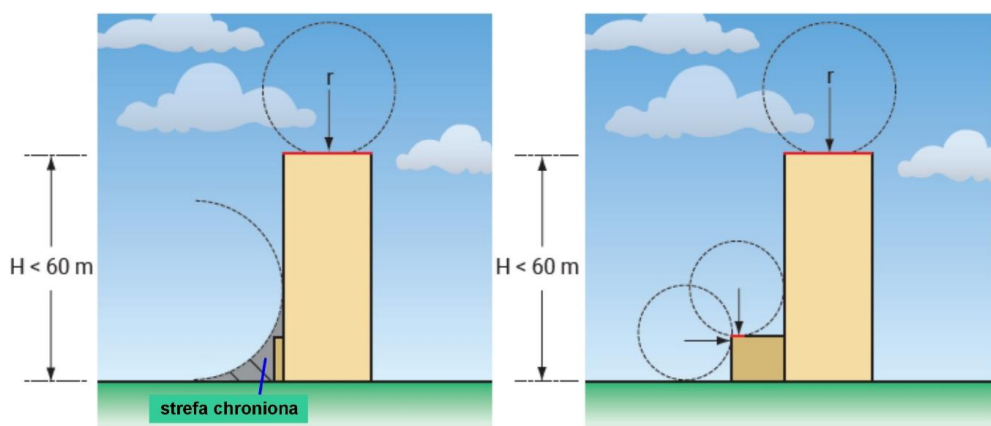
Rys. 6. Wsporniki na dachy płaskie: niskie oraz podwyższone ($h > 10$ cm)

Pojawiła się również dodatkowa uwagi objaśniająca które materiały uważane są za normalnie palne a które za łatwopalne.

„...Przykłady **normalnie palnych** elementów budowlanych to drewniane krokwie, ściany o konstrukcji drewnianej, podłogi, deskowanie dachu, drewniane płyty i jednowarstwowe membrany plastikowe.

Przykłady **łatwopalnych** części konstrukcji to te wykonane z materiałów tekstylnych, drewna (cieńszego niż 3 mm) lub papieru...”

Te nowe zapisy powinny ułatwić proces projektowania i wykonywania LPS na dachach płaskich obiektów wielkopowierzchniowych. Norma IEC 62305-3:2024 wprowadziła istotną modyfikację dotyczącą określania zagrożenia dla obiektów o wysokości do 60 m spowodowanego przez wyładowania boczne. W myśl aktualnych zapisów dla obiektach wyższych niż promień r toczącej się kuli mogą występować wyładowania w bok obiektu. Każdy boczny punkt obiektu dotknięty przez toczącą się kulę jest możliwym punktem uderzenia piorunu (rys. 7). Jednak prawdopodobieństwo wyładowań w boki na ogół jest pomijalne w obiektach niższych niż 60 m.

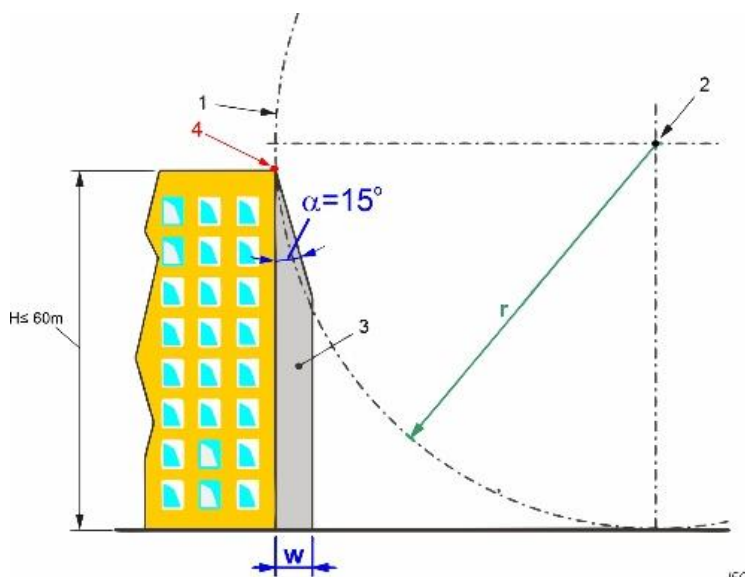


Rys. 7. Zagrożenie wyładowaniami bocznymi w budynku o wysokości $H < 60$ m

W nowej edycji normy IEC 62305-3:2024 przyjęto nowe podejście metodą kąta ochrony bocznej dla uderzeń bocznych w budynki o wysokości poniżej 60 m. W normie zapisano, że:

„...Uderzenia boczne są uważane za nieistotne dla konstrukcji niższych niż 60 m. Jednakże elementy wystające z pionowej powierzchni mogą być zagrożone (np. balkony, kamery i anteny). Stosując metodę kąta ochrony dla uderzenia bocznego przyjmuje się, że umiejscowienie zwodu jest odpowiednie:

- jeśli wszystkie części elementu przeznaczonego do ochrony znajdują się poniżej powierzchni utworzonej przez linię prostą pod kątem $\alpha = 15^\circ$ (rys. 8) względem pionu. Kąt α jest niezależny od klasy urządzenia piorunochronnego (LPS).
- pozioma szerokość chronionego obszaru jest ograniczona do wartości $r/10$ m.



Rys. 8. Boczny obszar chroniony skonstruowany na podstawie metody kuli toczącej się i metody kąta ochrony bocznej w pobliżu wysokości równej promieniowi kuli.

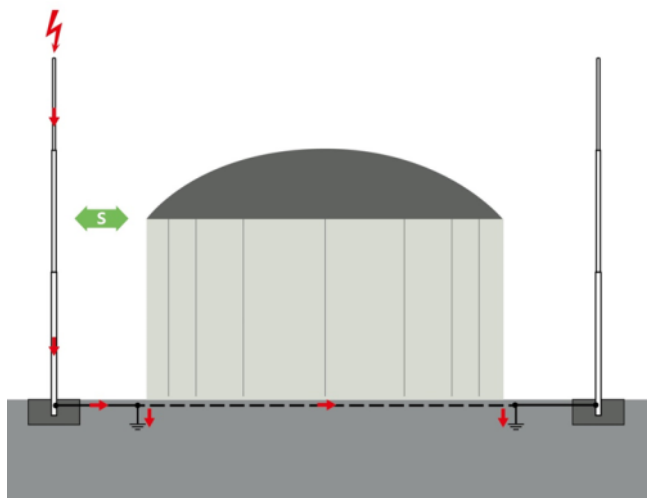
- 1) łuk toczącej się kuli o promieniu dla LPL IV ($r = 60$ m), 2) środek toczącej się kuli
- 3) obszar chroniony wynikający z kąta ochrony bocznej ($\alpha = 15^\circ$),
- 4) zwód poziomy na wysokości $h = 60$ m, w – odległość pozioma ochrony bocznej ($w = r/10$)

Gdy wysokość zwodu jest równa promieniowi toczącej się kuli ($h = r$) to styczna do łuku sfery staje się pionowa, a szerokość chronionego obszaru staje się równa zero (rys. 8). W takim przypadku zastosowana metoda ochrony bocznej oferuje rozwiązanie z dodatkową częścią obszaru ochrony. Może to być szczególnie użyteczne dla elementów umieszczonych tuż pod dachem.

W aktualnej wersji normy PN-EN 62305-3:2011 zdefiniowano dwa podstawowe typy urządzenia piorunochronnego:

- zewnętrzne LPS odseparowane od obiektu poddanego ochronie, którego zwody i przewody odprowadzające rozmieszczone są w taki sposób, że przewody przez które przepływa prąd pioruna nie mają kontaktu z poddanym ochronie obiektem,
- zewnętrzne LPS nieodseparowane od obiektu poddanego ochronie, którego zwody i przewody odprowadzające rozmieszczone są w taki sposób, że droga prądu pioruna może mieć kontakt z poddanym ochronie obiektem.

W przypadku normy IEC 62305-3:2024 definicja nie odseparowanego LPS nie uległa zmianie, pojawiły się natomiast nowe określenia dotyczące odseparowanego urządzenia piorunochronnego – nastąpił podział na urządzenie piorunochronne odseparowane i odizolowane.

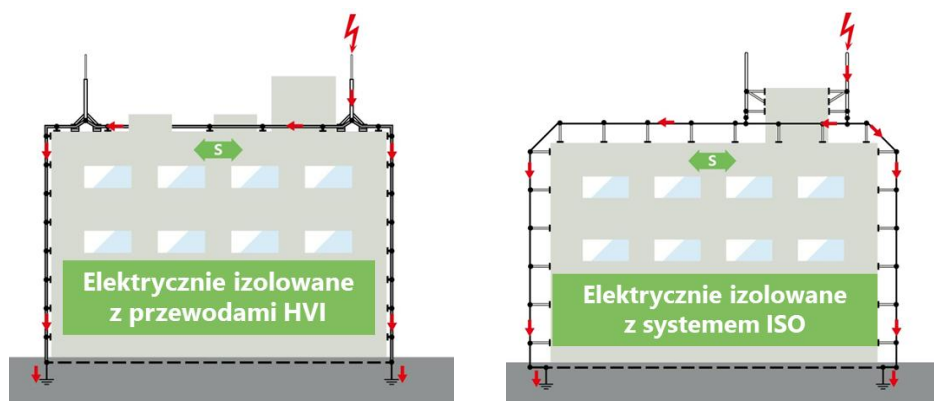


Rys. 9. Odseparowane urządzenie piorunochronne

Odseparowane LPS obejmuje system zwodów oraz system przewodów odprowadzających rozmieszczonych w taki sposób, że LPS nie ma kontaktu elektrycznego ani fizycznego z chronioną konstrukcją, z wyjątkiem poziomu gruntu w celu wyrównania potencjałów. Wzdłuż całej drogi prądu piorunowego zachowany jest odstęp separujący.

Nowa definicja obejmuje elektrycznie izolowane LPS, stanowiący system zwodów i system przewodów odprowadzających przymocowanych do konstrukcji, ale umieszczonym w taki sposób, że LPS nie ma kontaktu elektrycznego z chronioną konstrukcją, z wyjątkiem poziomu gruntu w celu wyrównania potencjałów. Wzdłuż całej drogi prądu piorunowego zachowany jest odstęp separujący. Izolowany przewód odprowadzający lub izolacyjne elementy dystansowe spełniające wymagania normy IEC TS 62561-8 zapewniają, że LPS nie będzie miał bezpośredniego kontaktu elektrycznego

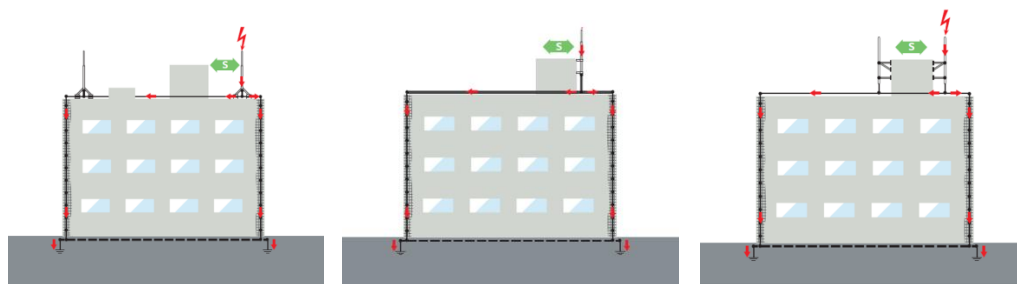
z chronioną konstrukcją i zapewnią odpowiednią równowagę odstęp separacyjny, aby uniknąć przeskoków iskrowych (rys. 10).



Rys. 10. Elektrycznie izolowane urządzenie piorunochronne

Pojawiło się też rozwiązanie z częściowo elektrycznie izolowanym urządzeniem piorunochronnym. W tym przypadku odstęp separujący jest zachowany dla części obiektu, np. dla nadbudówek na dachu można to osiągnąć za pomocą (rys. 11):

- wolnostojących masztów odgromowych.
- elektrycznie izolowanych przewodów odprowadzających HVI,
- izolatorów elektrycznych dla przewodów odgromowych.



Rys. 11. Częściowo izolowane elektrycznie urządzenie piorunochronne

5. Arkusz nr 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach (IEC 62305 -4:2024:09)

Arkusz IEC 62305-4: 2024 dotyczący zagadnień wewnętrznej ochrony odgromowej przyjmuje jako podstawę doboru środków ochrony strefowa koncepcje ochrony

(LPZ), tak jak w wersjach wcześniejszych. Rozszerzeniu ulega natomiast informacja o stosowaniu skoordynowanego układu SPD w instalacjach elektrycznych i sygnałowych. W rozdziale 7 normy podano szczegółową listę norm która powinny spełniać stosowane ograniczniki przepięć. W zakresie budowy oraz testów ogranicznik przepięć musi być zgodny z zalecanymi normami:

- IEC 61643-11 dla urządzeń elektroenergetycznych,
- IEC 61643-21 dla systemów telekomunikacyjnych i sygnałowych,
- IEC 61643-31 dla systemów PV.

Jak widać w tym wypadku, przywołane zostały normy wersji niedatowanej, co oznacza, że należy stosować zawsze najnowsze ustanowione wersje norm. Podczas tworzenia 4-tego arkusza normy nie uwzględniono dynamicznie rozwijającego się rynku obwodów prądu stałego nie będących instalacjami PV, a tym samym nie przywołano odpowiedniej normy dla SPD chroniących te instalacje DC. W chwili obecnej jest dostępna norma IEC 61643-41:2025. *Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia – Część 41: Urządzenia przeciwprzepięciowe podłączone do niskonapięciowych systemów zasilania prądem stałym – Wymagania i metody badań.*

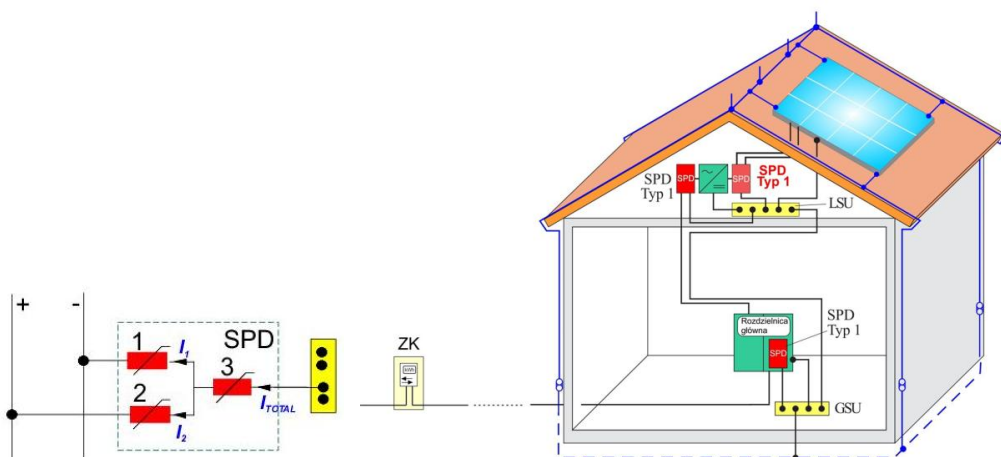
Norma IEC 61643-41:2025 ma zastosowanie do urządzeń przeznaczonych do ochrony przeciwprzepięciowej przed pośrednimi i bezpośrednimi skutkami wyładowań atmosferycznych lub innych przejściowych przepięć w obwodach zasilania prądem stałym i urządzeń o napięciu znamionowym do 1500 V DC. Szczegółowe informacje dotyczące doboru i instalacji skoordynowanego systemu SPD (*Surge Protective Device* – urządzeń ochrony przeciwprzepięciowej) zawarto w załączniku C. Załącznik ten został mocno rozbudowany i przeredagowany względem wersji normy z roku 2011. Dodatkowo zawarto zapis, że dobór i instalacja skoordynowanego systemu SPD powinny być zgodne z zapisami norm odpowiadającym różnym instalacjom:

- IEC 61643-12 / IEC 60364-5-53 przy ochronie urządzeń elektroenergetycznych,
- IEC 61643-22 przy ochronie systemów telekomunikacyjnych i sygnałowych,
- IEC 61643-32 przy ochronie systemów PV.

Problem ochrony instalacji PV ujęty został w specjalnym załączniku F, objaśniającym zasady doboru SPD dla potrzeb ochrony instalacji fotowoltaicznych zlokalizowanych na dachach budynków oraz instalacji wolnostojących. Załącznik F nosi tytuł „Podział prądu w instalacjach fotowoltaicznych” i przedstawia identyczną koncepcję ochrony oraz parametry SPD jak zawarte w innych dokumentach omawiających ochronę przepięciową instalacji PV (IEC 61643-32 i IEC TR 63227). W przypadku nieizolowanego LPS (tj. gdy nie zachowano odległości separacyjnej) prąd piorunowy będzie płynął również przez przewody prądu stałego instalacji pV, ponieważ istnieje sprzężenie omowe z LPS przez ograniczniki przepięć. Rozpływ prądu piorunowego w instalacji zależy od:

- prądu piorunowego uderzającego w konstrukcję zgodnie z LPL,
- liczby przewodów odprowadzających,
- liczby przewodów prądu stałego i przewodów wyrównawczych,
- układu przewodów odprowadzających i przewodów prądu stałego.

W normie przedstawiono analizę rozprywu prądu dla przypadku jak na rys. 12 i na tej podstawie określono minimalne prądy jakie muszą przenosić ograniczniki przepięć chroniące obwód prądu stałego instalacji PV.



Rys. 12. Schemat SPD do ochrony instalacji PV na dachu budynku

Norma zawiera dwie tabele obejmujące wartości prądów płynących przez SPD, z uwzględnieniem budowy wewnętrznej ogranicznika (warystorowy lub iskiernikowy) – tabela 1 oraz tabela 2. O ile nie jest wymagana szczegółowa analiza ryzyka dla danego budynku, na podstawie informacji zawartych w normie IEC TR 63227 przyjmuje się że, urządzenie piorunochronne (LPS) zaprojektowane zgodnie z klasą III spełnia standardowe wymagania dla systemów zasilania fotowoltaicznego (PV).

Tabela 1. Uprozczone obliczone wartości I_{imp} (10/350) i I_n (8/20) dla ograniczających napięcie SPD po stronie DC instalacji PV zamontowanej na dachu budynku z zewnętrznym LPS, jeśli nie zachowano odstępu separacyjnego

Klasa ochrony odgromowej i maksymalny prąd piorunowy (10/350 μs)		Liczba przewodów odprowadzających zewnętrznego urządzenia piorunochronnego			
		< 4		≥ 4	
		Wartości dla SPD typu 1 ograniczających napięcie lub SPD typu 1 kombinowanych (połączenie szeregowo) na podstawie doboru I _{8/20} (8/20 μs) i I _{10/350} (10/350 μs)			
		I _{SPD1} = I _{SPD2} I _{8/20} /I _{10/350}	I _{SPD3} = I _{SPD1} + I _{SPD2} = I _{total} I _{8/20} /I _{10/350}	I _{SPD1} = I _{SPD2} I _{8/20} /I _{10/350}	I _{SPD3} = I _{SPD1} + I _{SPD2} = I _{total} I _{8/20} /I _{10/350}
I lub nieznaną	200 kA	17/10	34/20	10/5	20/10
II	150 kA	12,5/7,5	25/15	7,5/3,75	15/7,5
III i IV	100 kA	8,5/5	17/10	5/2,5	10/5

Tabela 2. Uprozczone obliczone wartości I_{imp} (10/350) dla SPD przełączających napięcie po stronie DC instalacji PV zamontowanej na dachu budynku z zewnętrznym LPS, jeśli nie zachowano odstępu separacyjnego

Klasa ochrony odgromowej i maksymalny prąd piorunowy (10/350 μs)		Liczba przewodów odprowadzających zewnętrznego urządzenia piorunochronnego			
		< 4		≥ 4	
		Wartości dla SPD typu 1 ograniczających napięcie lub SPD typu 1 kombinowanych (poł. równoległe)			
		$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ I_{imp}	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{total}$ I_{imp}	$I_{SPD1} = I_{SPD2}$ I_{imp}	$I_{SPD3} = I_{SPD1} + I_{SPD2} = I_{total}$ I_{imp}
I lub nieznaną	200 kA	25	50	12,5	25
II	150 kA	18,5	37,5	9	18
III i IV	100 kA	12,5	25	6,25	12,5

Literatura

[1] IEC 62305-1-Edition 3.0:2024-09. *Protection against lightning –Part 1: General principles.*

[2] IEC 62305-2-Edition 3.0:2024-09. *Protection against lightning – Part 2: Risk management.*

[3] IEC 62305-3-Edition 3.0:2024-09. *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard.*

[4] IEC 62305-4-Edition 3.0 :2024-09. *Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures.*

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

[6] PN-EN 62305-2:2012 – wersja polska. *Ochrona odgromowa – Część 2: Zarządzanie ryzykiem.*

[7] PN-EN 62305-3:2011 – wersja polska. *Ochrona odgromowa – Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*

[8] PN-EN 62305-4:2011 – wersja polska. *Ochrona odgromowa – Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach.*

METODY POMIARU REZYSTANCJI UZIEMIENIA. RODZAJE, ZASTOSOWANIA ORAZ CECHY CHARAKTERYSTYCZNE

Pomiary rezystancji uziemienia są niezbędne do oceny sprawności systemów uziemiających. Odpowiadają one za zapewnienia bezpieczeństwa przeciwporażeniowego, odgromowego oraz stabilność pracy instalacji elektrycznych w zależności od ich charakteru. Niniejsze opracowanie omawia teoretyczne i praktyczne aspekty kluczowej metody spadku potencjału, w tym jej warianty 3-przewodowe (3p) i 4-przewodowe (4p), a także fundamentalną zasadę 61,8% wyznaczania optymalnej lokalizacji sondy napięciowej. Przedstawiono wpływ odległości sond pomiarowych oraz zabudowy terenowej na dokładność wyników, zwracając uwagę na wyzwania realizacji pomiarów w środowisku miejskim i przemysłowym. Omówiono także metody usprawniające pomiary, takie jak: wykorzystanie cęgów pomiarowych (standardowych i elastycznych w przystawce ERP-1), technikę dwucęgową, pomiar metodą pętli zwarcia oraz pomiary udarowe, umożliwiające lokalne badania w rozległych układach uziemień. Wskazano ponadto na zaawansowane podejścia matematyczne – metody narastania zbocza oraz zastosowanie metody Dr Tagga – pozwalające ograniczyć konieczność stosowania długich przewodów pomiarowych.

1. Wprowadzenie

Prawidłowo zaprojektowany i wykonany system uziemiający stanowi fundamentalny element zapewnienia bezpieczeństwa oraz niezawodności funkcjonowania instalacji i urządzeń elektrycznych. Jego skuteczność jest weryfikowana poprzez okresowe pomiary rezystancji uziemienia, które pozwalają na ocenę poziomu ochrony przeciwporażeniowej, ochrony odgromowej i przepięciowej. Zgodność z wymaganiami technicznymi norm jest kluczowa dla bezpiecznej eksploatacji obiektów budowlanych. Pomimo obligatoryjnego charakteru tych badań, ich realizacja, zwłaszcza w zurbanizowanym i uprzemysłowionym środowisku, napotyka na liczne wyzwania techniczne. Ograniczona przestrzeń, niejednorodna rezystywność gruntu oraz obecność zakłóceń pochodzących od obcych instalacji podziemnych mogą w istotny sposób wpływać na wiarygodność uzyskanych wyników. Obserwowana w praktyce tendencja do upraszczania procedur pomiarowych, często wynikająca z presji czasowej, może prowadzić do uzyskania niemiarodajnych wyników i, w konsekwencji, do fałszywego poczucia bezpieczeństwa, zwłaszcza jeśli te pomiary to fikcja. Celem niniejszego opracowania jest usystematyzowanie wiedzy na temat metodyk pomiarowych, analiza czynników

wpływających na ich dokładność oraz przedstawienie kryteriów oceny w kontekście współczesnych wymagań technicznych, z uwzględnieniem technik kompensujących ograniczenia pomiarowe i rozwiązania alternatywne.

2. Teoretyczne podstawy pomiaru rezystancji uziemienia

Zrozumienie zjawisk fizycznych zachodzących podczas przepływu prądu przez grunt jest kluczowe dla poprawnej budowy układu pomiarowego i interpretacji wyników pomiarów rezystancji uziemienia. Podstawą większości metod pomiarowych jest analiza rozkładu potencjału wokół uziomu, przez który płynie prąd pomiarowy.

2.1. Definicja i rodzaje uziemień

Rezystancja uziemienia jest miarą oporu, jaki stawia układ uziom-ziemia na drodze prądu elektrycznego płynącego do ziemi, traktowanej jako punkt o potencjale odniesienia (zerowym). Niska wartość tej rezystancji jest pożądana dla skutecznego odprowadzania prądów zwarciovych, piorunowych i zakłóceńowych.

Systemy uziemiające można podzielić na kilka podstawowych kategorii, w zależności od ich przeznaczenia i funkcji, jaką pełnią w instalacji elektrycznej. Do najważniejszych z nich należą: uziemienia ochronne, robocze oraz funkcjonalne (w tym odgromowe).

a) Uziemienia ochronne

Uziemienia ochronne służą przede wszystkim zapewnieniu bezpieczeństwa ludziom oraz ochronie przed porażeniem elektrycznym w przypadku awarii instalacji. Ich działanie polega na skutecznym odprowadzeniu prądów zwarciovych do ziemi, co minimalizuje ryzyko wystąpienia niebezpiecznych napięć na obudowach urządzeń. Przykłady zastosowań obejmują:

- Instalacje domowe – W budynkach mieszkalnych przewód ochronny (PE) jest podłączony do systemu uziemiającego, co pozwala na skuteczne odprowadzenie prądu w razie uszkodzenia izolacji przewodów elektrycznych.
- Instalacje przemysłowe – W zakładach przemysłowych uziemiane są obudowy maszyn i urządzeń elektrycznych, co zapobiega porażeniom w przypadku awarii.
- Instalacje medyczne – W szpitalach i placówkach medycznych uziemienia ochronne zapewniają bezpieczną pracę urządzeń medycznych, chroniąc zarówno pacjentów, jak i personel przed potencjalnym zagrożeniem elektrycznym.

b) Uziemienia robocze

Uziemienia robocze pełnią istotną funkcję w stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznych i systemów zabezpieczeń. W przeciwieństwie do uziemień ochronnych, ich głównym zadaniem nie jest bezpośrednia ochrona ludzi, lecz zapewnienie prawidłowego działania urządzeń elektrycznych. Do najważniejszych zastosowań należą:

- Transformatory – Punkt neutralny transformatora jest uziemiany (TN) w celu stabilizacji napięcia w sieci oraz poprawy skuteczności systemów zabezpieczeń.
- Stacje elektroenergetyczne – W tych obiektach uziemienia robocze zapewniają właściwe funkcjonowanie urządzeń pomiarowych i zabezpieczających.
- Sieci IT (z izolowanym punktem neutralnym) – W tego typu systemach uziemienia robocze umożliwiają kontrolę napięć względem ziemi oraz wykrywanie zwarc.

c) Uziemienia odgromowe

Uziemienia odgromowe odgrywają kluczową rolę w ochronie obiektów przed skutkami wyładowań atmosferycznych. Ich zadaniem jest bezpieczne odprowadzenie energii pioruna do ziemi, minimalizując ryzyko uszkodzenia konstrukcji budynków oraz urządzeń elektrycznych. Przykłady zastosowań obejmują:

- Budynki mieszkalne – Systemy odgromowe na dachach budynków są połączone z uziemieniem, co pozwala na skuteczne odprowadzenie energii pioruna i ochronę konstrukcji oraz mieszkańców.
- Maszty telekomunikacyjne – Instalacje odgromowe zabezpieczają maszty i anteny przed skutkami wyładowań atmosferycznych, zapobiegając uszkodzeniom sprzętu elektronicznego.
- Farmy fotowoltaiczne – Panele fotowoltaiczne oraz ich konstrukcje wsporcze są uziemiane, co chroni je przed przepięciami indukowanymi przez wyładowania atmosferyczne.
- Linie wysokiego napięcia – Słupy i wieże przesyłowe są wyposażone w systemy uziemiające, które chronią infrastrukturę przed skutkami wyładowań atmosferycznych i zapewniają stabilność pracy sieci elektroenergetycznej.

Powyższe przykłady pokazują, jak różnorodne mogą być zastosowania uziemień w różnych dziedzinach techniki oraz w życiu codziennym. Każdy z wymienionych rodzajów uziemień odgrywa istotną rolę w funkcjonowaniu infrastruktury elektroenergetycznej oraz w zapewnieniu bezpieczeństwa użytkowników.

Niezależnie od charakteru uziemienia i jego przeznaczenia, wszystkie systemy uziemiające mają jedną wspólną cechę – ich działanie opiera się na metalowych elementach zakopanych lub wbitych w grunt. Rezystancja takiej konstrukcji jest zwykle niewielka, a jej wartość zależy przede wszystkim od właściwości gruntu, w którym znajduje się system uziemiający. Odpowiednie zaprojektowanie i wykonanie układu uziemiającego, ma kluczowe znaczenie dla efektywności ochrony i stabilności pracy instalacji elektrycznych.

2.2. Metoda spadku potencjału

Podstawową metodą oceny rezystancji uziemienia jest metoda techniczna, bazująca na pomiarze spadku potencjału. W modelu teoretycznym, dla pojedynczego uziomu

półsferycznego o promieniu r , umieszczonego w jednorodnym gruncie o rezystywności ρ , prąd rozplywa się promieniście, tworząc współśrodkowe powierzchnie ekwipotencjalne. Rezystancja takiego uziomu względem nieskończoności opisana jest wzorem:

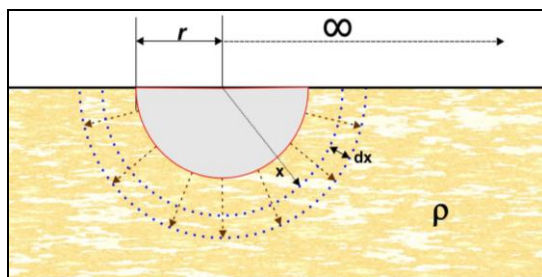
$$R_{\infty} = \frac{\rho}{2\pi r}, \quad (1)$$

gdzie:

R – rezystancja na danym promieniu $r = \infty$,

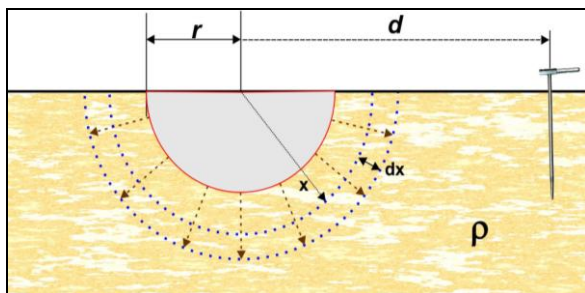
ρ – rezystywność gruntu,

r – promień półkuli – odległość od uziomu.



Rys. 1. Teoretyczne uziemienie w kształcie półsfery o promieniu r w gruncie o rezystywności ρ

Potencjał elektryczny w danym punkcie gruntu zależy od odległości od elektrody uziemiającej, dlatego ważne jest, w jakiej odległości znajdzie się punkt, który docelowo będzie stanowił część obwodu, przez który wymusimy w nim prąd pomiarowy. Ze zrozumiałych względów, nieskończoność w praktyce bywa odrobinę kłopotliwa. Zatem zamiast nieskończoności przyjmujemy jakąś mierzalną odległość d .

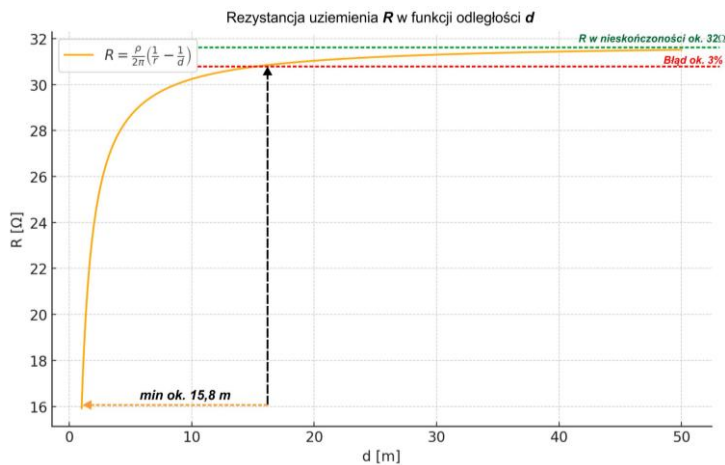


Rys. 2. Teoretyczne uziemienie w kształcie półsfery o promieniu r w gruncie o rezystywności ρ w stosunku do punktu w odległości d

Rezystancję R można opisać wzorem:

$$R = \frac{\rho}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{d} \right). \quad (2)$$

Rozkład potencjału w takim układzie pokazany jest na rys. 3, dla tego przykładu przyjęto $\rho = 100 \, \Omega\text{m}$, $r = 0,5 \, \text{m}$.



Rys. 3. Rozkład rezystancji półsfery o promieniu $r = 0,5 \, \text{m}$ w gruncie o rezystywności $\rho = 100 \, \Omega\text{m}$ w funkcji odległości d

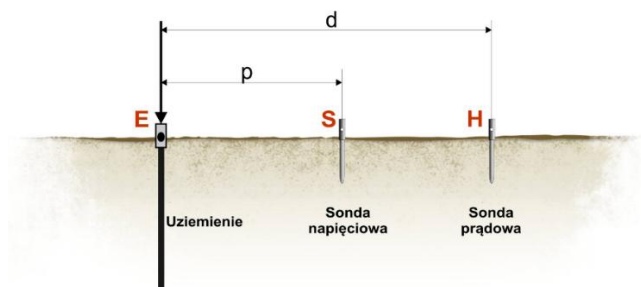
Analiza wykresu przedstawionego na rys. 3 wskazuje, że w każdym układzie istnieje krytyczna wartość odległości sondy prądowej d , poniżej której wyniki pomiarów rezystancji uziemia będą zaniżone. W przedstawionym przypadku minimalna wymagana odległość wynosi $d \geq 15,8 \, \text{m}$. Jest to jedna z kluczowych zasad metody spadku potencjału oraz jej wariantów, takich jak technika wykorzystująca pojedyncze cęgi pomiarowe.

W warunkach rzeczywistych pomiar rezystancji uziemia przeprowadza się poprzez analizę przepływu prądu w obwodzie obejmującym badane uziemienie (E) oraz sondę prądową (H) umieszczoną w odległości d . Kluczowym elementem układu jest również sonda napięciowa (S), która musi zostać zlokalizowana w obszarze potencjału zerowego, pomiędzy uziemieniem a sondą prądową.

Jak przedstawiono na rysunku 4 (uziemienie jest symbolicznie zaznaczone jako pionowe, jednak nadal rozpatrujemy półsferę o promieniu r), poprawne rozmieszczenie sond pomocniczych ma kluczowe znaczenie dla uzyskania wiarygodnych wyników pomiarowych. Sonda napięciowa nie może znajdować się w bezpośrednim obszarze wpływu potencjału zarówno badanego uziemienia, jak i sondy prądowej. Właściwie dobrane położenie tej elektrody zapewnia jej umiejscowienie w punkcie o zerowym

potencjale względem uziemienia. Układ przedstawiony na rys. 4 można opisać równaniem:

$$R = \frac{\rho}{2\pi} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{d} - \frac{1}{p} + \frac{1}{d-p} \right). \quad (3)$$



Rys. 4. Schemat rozmieszczenia sond pomocniczych. Metoda spadku potencjału

Idealna pozycja dla elektrody napięciowej wynosić będzie:

$$p = d \frac{\sqrt{5}-1}{2} \cong 0,618d. \quad (4)$$

Dr G.F. Tagg wykazał, że dla uziomu o niewielkich wymiarach w gruncie jednorodnym, optymalne położenie sondy napięciowej S wypada w odległości 61,8% dystansu d od badanego uziomu E. Zasada ta, znana jako „metoda 61,8%”, stanowi punkt odniesienia dla wielu praktycznych zastosowań. Weryfikacja poprawności pomiaru polega na wykonaniu dwóch dodatkowych pomiarów po przesunięciu sondy S o $\pm 10\%$ jej pierwotnej pozycji – wyniki nie powinny ulec istotnej zmianie. W celu przeprowadzenia pomiaru metodą spadku potencjału stosuje się układ pomiarowy składający się z trzech elektrod.

- **Elektroda badana (uziemienie właściwe)** – stanowi element, którego rezystancję uziemienia chcemy określić.
- **Elektroda prądowa H (ang. C – Current Probe)** – umieszczona w znacznej odległości od badanego uziemienia, pozwala na wymuszenie przepływu prądu przez grunt.
- **Elektroda napięciowa S (ang. P – Potential Probe)** – umieszczona pomiędzy elektrodą badaną a elektrodą prądową, służy do pomiaru potencjału w różnych punktach gruntu.

Pomiar przeprowadzany jest w kilku etapach:

1. **Wymuszenie przepływu prądu pomiarowego** – realizowane poprzez wprowadzenie do układu określonej wartości prądu za pomocą elektrody prądowej,

korzystne zatem jest zapewnienie jej jak najmniejszej rezystancji (zwłaszcza w gruntach o wysokiej rezystywności).

2. **Rejestracja spadku potencjału** – polega na odczycie wartości napięcia na elektrodzie napięciowej w kolejnych pozycjach pomiarowych, w miarę jej oddalania się od elektrody badanej w kierunku elektrody prądowej i następnie badanego uziemienia.
3. **Analiza rozkładu potencjału** – porównanie wyników poszczególnych pomiarów.

W warunkach idealnych, przy założeniu jednorodnej rezystywności gruntu, wykres rozkładu potencjału powinien przyjąć kształt krzywej odpowiadającej teoretycznemu modelowi półkulistego rozchodzenia się prądu. Niemniej jednak, w rzeczywistych warunkach mogą występować odchylenia wynikające z niejednorodnej struktury gruntu, jego warstwowania lub obecności innych instalacji w pobliżu.

Zalety i ograniczenia metody

Metoda spadku potencjału jest jedną z najbardziej precyzyjnych metod pomiarowych stosowanych do wyznaczania rezystancji uziemienia. Jej skuteczność zależy jednak od spełnienia określonych warunków:

- **Zalety:**
 - ✓ Umożliwia dokładne określenie rezystancji uziemienia w rzeczywistych warunkach terenowych.
 - ✓ Pozwala na wykrycie nieprawidłowości w układzie uziemiającym.
 - ✓ Jest zgodna z obowiązującymi normami dotyczącymi pomiarów uziemień.
- **Ograniczenia:**
 - ✓ Wymaga odpowiednio dużej przestrzeni pomiarowej – elektroda prądowa powinna być umieszczona w znacznej odległości od badanego uziemienia (zwykle dziesiątki lub setki metrów).
 - ✓ Może być niewygodna w środowisku miejskim lub przemysłowym, gdzie dostęp do otwartego terenu jest ograniczony.
 - ✓ Na wynik mogą wpływać zakłócenia wywołane innymi instalacjami elektrycznymi oraz różnorodnością gruntu w danym miejscu.

Wnioski

Metoda pomiaru rezystancji uziemienia oparta na spadku potencjału stanowi jedną z najczęściej stosowanych technik w diagnostyce układów uziemiających. Charakteryzuje się ona wysoką precyzją oraz możliwością bezpośredniego odniesienia wyników do teoretycznego modelu rozkładu prądu w postaci półkulistego pola ekwipotencjalnego. Jednak skuteczność tej metody zależy od warunków terenowych oraz odpowiedniego rozmieszczenia elektrod pomiarowych, co stanowi istotne wyzwanie w praktycznych

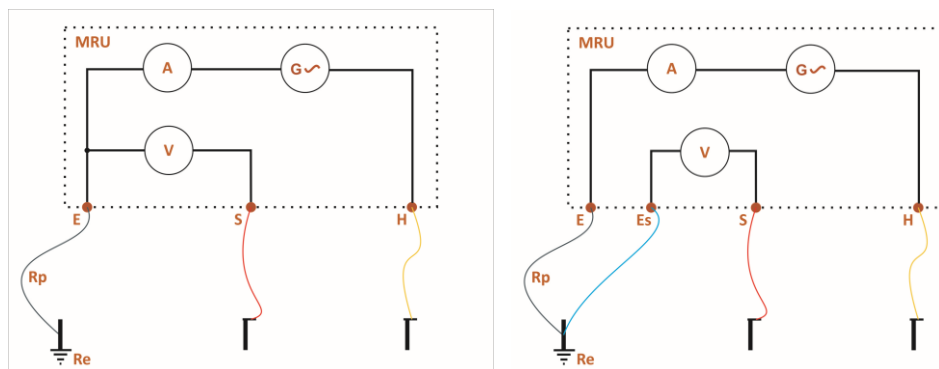
zastosowaniach inżynierskich. Należy jednak zaznaczyć, że w zasadzie każda metoda pomiaru rezystancji uziemienia opiera się o przepływ prądu przez badane uziemienie a metoda spadku potencjału, pomimo swoich ograniczeń, jest uważana za najbardziej dokładną.

3. Przegląd metod pomiarowych

Opisane założenia teoretyczne znajdują swoje odzwierciedlenie w szeregu praktycznych metod pomiarowych, zaimplementowanych w nowoczesnych przyrządach. Wybór odpowiedniej metody zależy od rodzaju i rozległości badanego systemu uziemiającego oraz warunków terenowych.

3.1. Metoda techniczna 3p i 4p

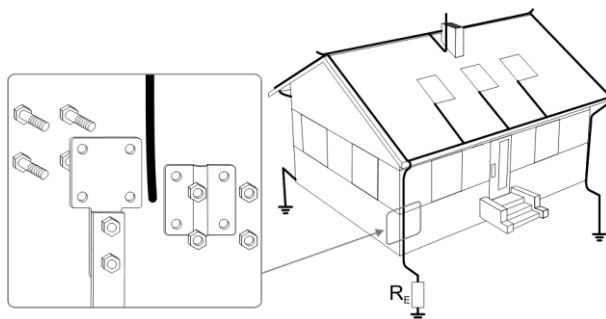
Jest to bezpośrednia realizacja metody spadku potencjału. W metodzie 3-przewodowej (3p) zaciski prądowy i napięciowy miernika są połączone, co powoduje, że do wyniku pomiaru dodawana jest rezystancja przewodu łączącego przyrząd z badanym uziomem. Błąd ten jest pomijalny przy krótkich przewodach. Metoda 4-przewodowa (4p) eliminuje ten błąd poprzez zastosowanie oddzielnego zacisku do pomiaru napięcia, podłączonego bezpośrednio do uziomu. Metody te są podstawą do pomiarów uziomów pojedynczych (pionowych, poziomych) oraz wypadkowej rezystancji układów złożonych, po przygotowaniu uziemienia do pomiarów.



Rys. 5. Metoda 3p oraz 4p

Pomiary mogą zostać przeprowadzone zgodnie z zasadą 61,8%. Jeśli układ uziemiający, przedstawiony na rys. 6, będzie wsparty otokiem lub uziemieniem fundamentowym, po rozłączeniu wszystkich zwodów pionowych wynikiem pomiaru będzie

wypadkowa rezystancja całego układu uziemiającego. Dodatkowo, konieczne jest przeprowadzenie pomiaru ciągłości między poszczególnymi zwodami.



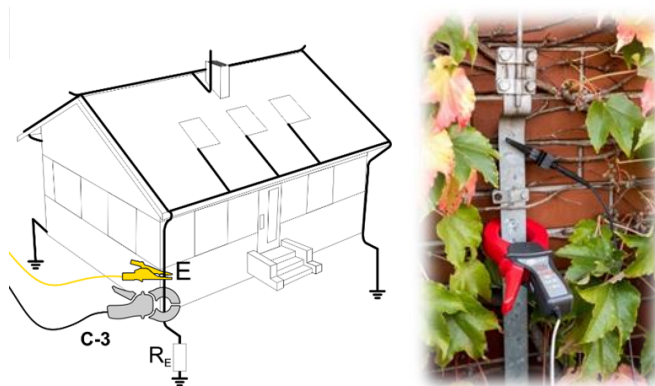
Rys. 6. Rozłączenie zacisku kontrolnego do pomiaru pojedynczego uziemienia

Układy złożone i rozległe również mogą być poddane pomiarowi rezystancji uziemienia metodą 3p lub 4p, jednak wyniki, w zależności od sposobu przygotowania badanego uziemienia do pomiarów, będą przedstawiać najczęściej rezystancję wypadkową całego układu. W takim przypadku niezbędne będzie rozmieszczenie elektrod pomocniczych w dużych odległościach, niekiedy nawet kilkaset metrów. Ponadto, nie ma gwarancji, że początkowy wybór odległości i kierunku rozmieszczenia układu pomiarowego będzie skuteczny i pozwoli na uzyskanie poprawnych wyników. Problem ten wynika z trudności związanych z ekstrapolowaniem dowolnego układu uziemiającego na teoretyczną półsferę. W rzeczywistych warunkach terenowych mamy do czynienia z gruntami wielowarstwowymi, a nie jednorodnymi, jak zakłada to teoria. Trudność tę można zminimalizować, zwielokrotniając odległość elektrody pomocniczej sondy prądowej H. W takich przypadkach niezbędny jest swobodny dostęp do otoczenia badanego uziemienia na dość dużym obszarze.

3.2. Metoda techniczna z wykorzystaniem cęgów

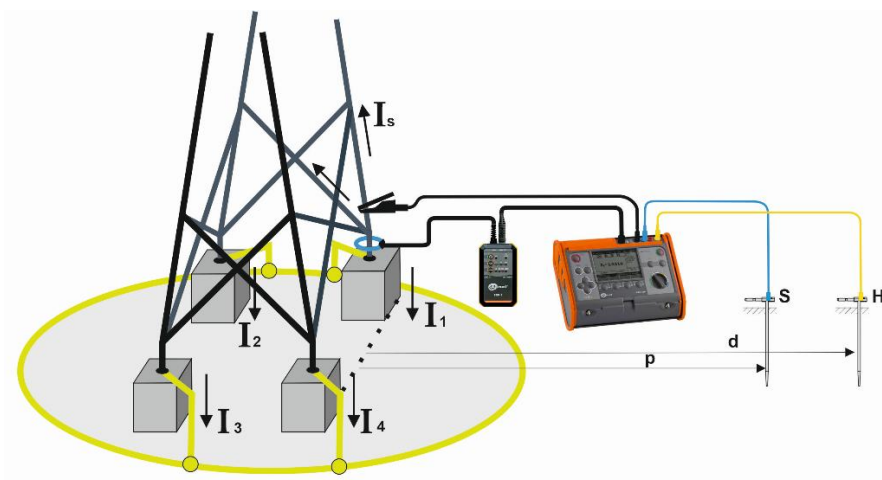
W przypadku uziemień wielokrotnych połączonych ze sobą (np. zwody instalacji odgromowej bez uziomu otokowego), metoda ta pozwala na pomiar rezystancji pojedynczego uziomu bez konieczności rozłączania złącza kontrolnego.

Układ pomiarowy jest analogiczny do metody 3p, z tą różnicą, że prąd płynący w gałęzi badanego uziomu mierzony jest za pomocą cęgów prądowych. Miernik oblicza rezystancję na podstawie spadku napięcia w tym układzie i prądu płynącego tylko w wybranej gałęzi. Szczególnym rozwinięciem tej techniki jest zastosowanie cęgów elastycznych o dużej średnicy (np. przy pomiarach uziemień słupów energetycznych), co pozwala objąć cały element (np. całą nogę słupa żelbetowego) i wyeliminować błędy wynikające z rozprywu prądu przez zbrojenie.



Rys. 7. Metoda 3p + cęgi

Korzystając z możliwości, jakie dają elastyczne cęgi i przystawka ERP-1, w miernikach MRU-200 zaimplementowano algorytm umożliwiający pomiar rezystancji uziemienia słupów kratowych, mimo że uziemienia te są połączone otokiem w gruncie. Jest to możliwe dla słupów kratowych z czterema, trzema, dwoma lub jednym uziemieniem. Podobne podejście można zastosować do słupów nn typu A posiadających dwa zwody uziemienia lub do słupów trójnożnych, np. w przypadku stacji nasłupowej Sn/nn.



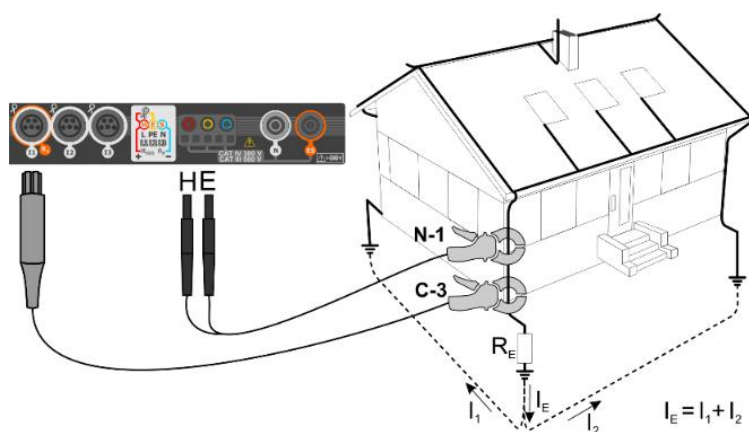
Rys. 8. Pomiar uziemienia słupa kratowego

Jest to niezwykle skuteczne i pożądane ułatwienie, ponieważ nie wymaga wyłączenia linii w celu przeprowadzenia pomiarów. Procedura pomiaru przebiega następująco: Zazwyczaj, w zdecydowanej większości przypadków, sonda prądowa umiesz-

czona w odległości do 50 m od słupa, prostopadle do linii WN, znajduje się we właściwej pozycji. Sonda napięciowa powinna znajdować się w odległości 61,8% odległości między sondą prądową a słupem. Następnie zakładamy cęgi elastyczne na nogę słupa, obejmując nimi jednocześnie uziemienie danej nogi. Cęgi można owinąć wokół nogi słupa pojedynczo lub wielokrotnie, do czterech zwojów. Liczbę zwojów należy potwierdzić na przystawce ERP-1 poprzez naciśnięcie przycisku, co będzie sygnalizowane odpowiednią diodą LED. Następnie wykonujemy pomiar, uprzednio wybierając odpowiednią procedurę w menu miernika. Po pierwszym pomiarze wynik wyświetlony na mierniku nie jest wartością ostateczną, a jedynie częścią procedury. Cęgi należy następnie przenieść na drugą nogę słupa w taki sam sposób, jak były założone na pierwszej nodze. Jest to bardzo istotne, ponieważ podczas pomiaru miernik sprawdza również fazę prądu pomiarowego, więc cęgi muszą być założone na każdej z nóg w tym samym kierunku. Pomiary powtarzamy dla kolejnych nóg słupa, trzeciej i czwartej. Miejsce przyłączenia miernika do słupa, oznaczone jako E (czyli miejsce pomiaru spadku napięcia), nie zmienia się w trakcie całej procedury. W ten sposób uzyskujemy cztery pomiary prądu dla każdej nogi z osobna, a na podstawie ich sumy oraz spadku napięcia, obliczamy wartość rezystancji stanowiska, mimo obecności otoku w tym miejscu. Procedura ta jest możliwa do przeprowadzenia wyłącznie z użyciem miernika MRU-200 oraz przystawki ERP-1.

3.3. Metoda dwucęgowa

Metoda ta eliminuje konieczność stosowania sond pomocniczych, co jest jej główną zaletą. Pomiar jest możliwy tylko w zamkniętych obwodach uziemiających (więcej niż jeden uziom ale bez otoku). Pomiar nie jest możliwy dla uziomów pojedynczych). Jedne cęgi (nadawcze) indukują w obwodzie prąd o znanej częstotliwości, a drugie



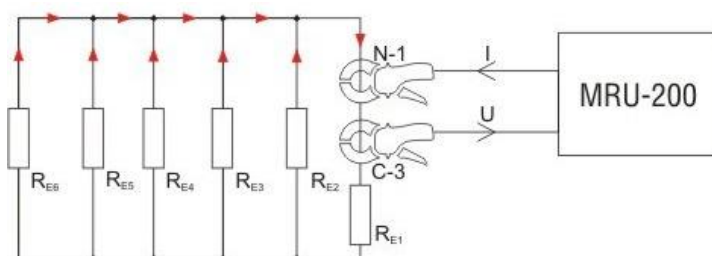
Rys. 9. Pomiar rezystancji uziemienia metodą dwucęgową

cegi (pomiarowe) mierzą natężenie tego prądu. Miernik, znając napięcie i prąd, oblicza rezystancję takiego obwodu. Wynik jest sumą rezystancji badanego uziomu oraz wypadkowej rezystancji pozostałych, połączonych równolegle uziomów. Metoda jest najbardziej miarodajna, gdy rezystancja wypadkowa pozostałych uziomów jest znacznie mniejsza od rezystancji uziomu badanego. Błędne zastosowanie tej metody, np. do pomiaru uziomu pojedynczego, czy też uziemień otokowych lub fundamentowych jest częstym źródłem nieporozumień.

Przykład z rysunku 10, przyjmijmy, że mierzony uziom E1 ma rezystancję $R = 10 \Omega$, natomiast pozostałe uziemienia (E2–E6) charakteryzują się jednakową rezystancją $R = 20 \Omega$. Wówczas wskazanie miernika oblicza się jako:

$$R_E = 10 + \frac{1}{\frac{1}{20} + \frac{1}{20} + \frac{1}{20} + \frac{1}{20} + \frac{1}{20}} = 14 \Omega.$$

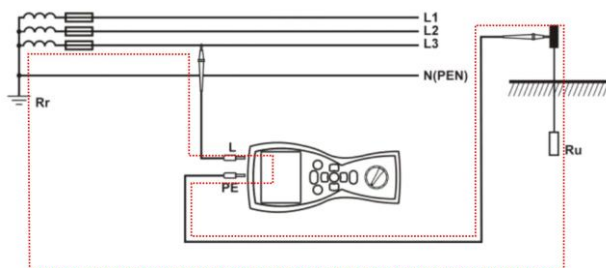
Istotne jest, że dodanie wypadkowej rezystancji, szczególnie gdy jej wartość jest znaczna, może prowadzić do błędnej interpretacji wyniku pomiaru.



Rys. 10. Schemat zastępczy układu uziomów. Pomiar dwucęgowy

3.4. Metoda pętli zwarcia

Zgodnie z normą PN-HD 60364-6, pomiar rezystancji uziemienia np. ochronnego można wykonać z wykorzystaniem miernika impedancji pętli zwarcia. Pomiar polega na podłączeniu przyrządu pomiędzy przewód fazowy L, a badany uziom (odłączony od szyny PE/PEN). Miernik mierzy impedancję pętli, w skład której wchodzi rezystancja uzwojenia transformatora, rezystancja przewodów oraz suma rezystancji uziemienia roboczego transformatora i uziemienia badanego. Ze względu na zazwyczaj niską rezystancję pozostałych składowych, wynik jest obarczony błędem „na korzyść bezpieczeństwa” (wartość zmierzona jest wyższa od rzeczywistej). Ograniczeniem jest konieczność dostępu do napięcia sieciowego oraz możliwość zadziałania wyłączników RCD. W takim przypadku przyłączenie do przewodu fazowego L należy wykonać przed RCD.



Rys. 11. Pomiar uziemienia metodą pętli zwarcia

3.5. Metoda uderowa

Metoda uderowa służy do oceny impedancji uziemienia dla prądów o kształcie zbliżonym do wyładowania atmosferycznego (np. 10/350 μ s, 8/20 μ s). Wykorzystuje się ją głównie do badania skuteczności uziemień odgromowych i w obiektach o specjalnych wymaganiach (np. strefy zagrożone wybuchem). W odróżnieniu od metod „statycznych” (niskoczęstotliwościowych), wynik pomiaru uderowego uwzględnia składową indukcyjną uziemienia, która ma kluczowe znaczenie przy gwałtownych zmianach prądu. Impedancja uderowa może być znacznie wyższa niż rezystancja statyczna, zwłaszcza dla uziomów rozległych jednak nie jest to regułą ponieważ mogą się zdarzyć wyniki mniejsze, jak i takie same jak dla pomiarów metodą statyczną. Zależać to będzie od wielkości i geometrii układu uziemiającego. Zastosowanie tej metody nie wymaga rozłączania złącz kontrolnych dla układów złożonych jednak sondy pomocnicze muszą mieć rezystancję mniejszą niż 1 Ω . Biorąc pod uwagę szczególne właściwości tej metody można ją zastosować w pomiarach hal przemysłowych gdzie układ uziemiający i konstrukcja nośna są razem połączone. Pomiar wielopunktowy uziemienia metodą uderową da obraz stanu uziemienia, a wsparcie procedury pomiarami ciągłości połączeń ochronnych i uziemiających umożliwi ocenę ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym.

3.6. Zaawansowane metody dla uziemień rozległych i ograniczonych warunków pomiarowych

Klasyczna metoda spadku potencjału zakłada możliwość umieszczenia sondy prądowej w odległości gwarantującej osiągnięcie płaskiego „plateau” potencjału zerowego. W praktyce, przy pomiarach uziemień rozległych (np. siatek uziemiających stacji elektroenergetycznych) lub w terenie silnie zurbanizowanym, jest to często niewykonalne. W odpowiedzi na te wyzwania opracowano metody, które poprzez zaawansowaną analizę matematyczną pozwalają na uzyskanie wiarygodnego wyniku nawet przy niewystarczającym oddaleniu sond.

Ciekawostka: Problem pomiaru uziemień rozległych dostrzeżono już w połowie XX wieku. Pionierskie prace dr. G.F. Tagga nie tylko dały podwaliny pod metodę 61,8%, ale również zapoczątkowały poszukiwania technik kompensacyjnych, które do dziś są stosowane bez zmian.

Jedną z takich technik jest **metoda narastania zbocza (*Slope Method*)**, również opisana przez Tagga. Polega ona na wykonaniu serii pomiarów dla różnych położzeń sondy napięciowej (w odległościach 20%, 40% i 60% dystansu do sondy prądowej). Uzyskane wyniki nanoszone są na wykres, a następnie, na podstawie analizy nachylenia krzywej, ekstrapoluje się wartość rezystancji, jaka zostałaby uzyskana przy idealnym, nieskończonym oddaleniu sondy prądowej. Metoda ta, choć wymaga nieco pracy, pozwala na znaczną redukcję błędu systematycznego wynikającego ze zbyt bliskiego umieszczenia sondy prądowej.

Podobne zależności wykorzystuje metoda matematyczna proponowana przez SONEL S.A. umożliwiającą na podstawie trzech pomiarów (40%, 60% i 80% d dla sondy S) obliczenie właściwej rezystancji uziemienia. (Materiały z dokładnym opisem dla tych metod dostępne w materiałach SONEL S.A)

4. Analiza wyników i dobór kryteriów oceny

Interpretacja wyniku pomiaru wymaga odniesienia go do max wartości dopuszczalnej. Powszechnie przywoływana w normie PN-EN 62305 (Ochrona odgromowa) wartość rezystancji uziemienia poniżej 10 Ω ma charakter zalecenia, a nie bezwzględnego wymogu. Norma ta sugeruje, że niska rezystancja jest pożądana, ale ostatecznie skuteczność ochrony zależy od całościowego projektu. Starsze, wycofane normy, jak PN-86/E-05003, uzależniały wymaganą wartość od rodzaju gruntu i typu uziomu, dopuszczając wartości od 10 Ω w gruntach podmokłych do 50 Ω w gruntach skalistych dla uziomów otokowych.

Tabela 1. Przykład wymaganych rezystancji uziemienia sztucznego wg normy PN-86E-05003-2

Rodzaj uziomów	Grunt podmokły, bagienny, próchniczny, torfiasty, gliniasty	Wszystkie pośrednie rodzaje gruntów	Grunty: kamienisty i skalisty
Uziomy poziome, pionowe i mieszane oraz stopy fundamentowe	10	20	40
Uziomy otokowe oraz ławy fundamentowe	15	30	50

Należy podkreślić, że kluczowym czynnikiem determinującym wymaganą wartość rezystancji uziemienia stają się inne wymagania np. producentów ograniczników przepięć

(SPD). Gwarantują oni skuteczne działanie swoich urządzeń pod warunkiem, że rezystancja uziemienia, do którego są przyłączone, nie przekracza $10\ \Omega$. W praktyce oznacza to, że wymóg ten staje się decydujący dla zapewnienia skutecznej ochrony przeciwprzepięciowej w nowoczesnych instalacjach. W energetyce zawodowej z kolei wartości dopuszczalne mogą wynikać z obliczeń prądów zwarciovych doziemnych i warunków ochrony przeciwporażeniowej w sieci. Istotnym elementem diagnostyki jest również analiza trendów – porównywanie wyników pomiarów z danymi historycznymi pozwala na wczesne wykrycie procesów korozyjnych i degradacji systemu uziemiającego.

5. Podsumowanie

Pomiary rezystancji uziemienia ewoluowały od prostych technik opartych na idealizowanych modelach do zaawansowanych metod obliczeniowych, które rewolucjonizują podejście do badań w trudnych warunkach terenowych. Współczesny pomiarowiec musi dysponować nie tylko biegłą znajomością obsługi przyrządu, ale przede wszystkim głęboką wiedzą teoretyczną, świadomością ograniczeń każdej z metod oraz znajomością najnowszych trendów. Nie istnieje jedna, uniwersalna technika pomiarowa. Poprawne wykonanie badań wymaga kompleksowego podejścia, uwzględniającego cel pomiaru (ochrona przeciwporażeniowa, odgromowa, zapewnienie pracy urządzeń), rodzaj i rozległość systemu uziemiającego, warunki środowiskowe oraz obowiązujące normy i wymagania techniczne. Wybór właściwej metodyki, wspartej w razie potrzeby zaawansowanymi technikami kompensacyjnymi, oraz prawidłowa interpretacja wyników są fundamentalne dla rzetelnej oceny stanu bezpieczeństwa instalacji elektrycznej.

Na zakończenie warto poruszyć kwestię aprobowania praktyk polegających na potwierdzaniu nieprawdziwych wyników pomiarów. W wielu mocno zurbanizowanych rejonach wymaga się przeprowadzenia pomiarów uziemienia, gdzie jest to w praktyce niemożliwe do zrealizowania. W takich przypadkach często wpisywane są nieprawdziwe wartości rezystancji uziemienia. Warto zaznaczyć, że dla takich obiektów, jak stacje Sn/nn, można wykonać pomiary ciągłości połączeń z innymi obiektami zasilanymi przez tę stację. Dla zintegrowanych systemów uziemiających takie pomiary (jeśli zostały rzeczywiście przeprowadzone) mogą zostać uznane za wystarczające. W rozległych obszarach miejskich, gdzie uziomy wszystkich obiektów są zazwyczaj połączone ze sobą (np. przez przewód PEN), mało prawdopodobne jest, aby wypadkowa rezystancja uziemienia okazała się niewystarczająca jeśli są zachowane ciągłości połączeń między nimi. Należy stanowczo zabronić działań prowadzących do wprowadzania fałszywych wyników, na rzecz rzetelnej oceny ciągłości w takich sytuacjach.

Literatura

- [1] Domański R., *Pomiary rezystancji uziemienia*, Opracowanie SONEL S.A., materiały własne.
- [2] PN-HD 60364-6:2016-07. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie*.
- [3] PN-EN 62305-1:2012. *Ochrona odgromowa – Część 1: Wymagania ogólne*.
- [4] PN-EN 62305-3:2011. *Ochrona odgromowa – Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia*.
- [5] NFPA 70. National Electrical Code (NEC), 2020 Edition.
- [6] Tagg G.F., *Earth Resistances*, George Newnes Limited, London 1964.
- [7] Grcev L.D., *Impulse Efficiency of Grounding Grids*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 1, January 2009.

WYMAGANIA NORMATYWNE DOTYCZĄCE INSTALACJI ELEKTRYCZNYCH W POMIESZCZENIACH WYPOSAŻONYCH W WANNĘ LUB PRYSZNIC

W referacie omówiono wymagania najnowszej normy PN-HD 60364-7-701:2025-02 [2] dotyczącej instalacji elektrycznych w łazienkach, m.in. wymiarowanie stref ochronnych, wymagania dotyczące środków ochrony przeciwporażeniowej, wymagania odnoszące się do osprzętu instalacyjnego i urządzeń elektrycznych. Wskazano również najistotniejsze różnice między aktualną a starszą wersją normy.

1. Wprowadzenie

Pomieszczenia wyposażone w wannę lub prysznic zaliczane są do pomieszczeń specjalnych, stwarzających zwiększone zagrożenie dla zdrowia i życia człowieka w kontekście bezpieczeństwa elektrycznego. Zwiększone zagrożenie porażeniowe wynika przede wszystkim z obecności wielu części przewodzących dostępnych (np. pralki) i obcych (np. przewodzącego osprzętu instalacji wodociągowej, grzewczej, gazowej) oraz z obniżenia impedancji ciała człowieka wskutek zwilżenia lub zanurzenia w wodzie.

Od lat wymagania szczegółowe stawiane instalacjom elektrycznym z łazienkach zawarte są w normie PN-HD 60364-7-701 (wcześniej: PN-IEC). Zapisy tego dokumentu dotyczą zarówno instalacji elektrycznej, jak i osprzętu i odbiorników elektrycznych i modyfikują lub uzupełniają odpowiednie wymagania innych norm (np. PN-HD 60364-4-41, PN-HD 60364-5-54 itp.).

Na początku 2025 roku wprowadzono do katalogu polskich norm i opublikowano w języku angielskim normę PN-HD 60364-7-701:2025-02 [2], która zastąpiła wcześniejszą wersję z 2010 roku [1]. W bliżej nieokreślonym czasie należy zatem spodziewać się jej publikacji w języku polskim i przywołania w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.

Jako najważniejsze zamiany wprowadzone przez nową normę PN-HD 60364-7-701:2025-02 [2] wymienić można:

- doprecyzowanie (rozszerzenie) zakresu stosowania normy,
- zmiana zasięgu lokalizacji łazienki,
- zaktualizowanie opisu stref ochronnych,
- dodanie lub zdefiniowanie istotnych terminów,
- zaktualizowanie i ujednolicenie numeracji i odwołań normatywnych.

2. Terminologia oraz zakres stosowania nowej normy

W najnowszej normie PN-HD 60364-7-701:2025-02 [2] dodano i wyjaśniono definicje kilku pojęć kluczowych dla właściwej interpretacji zapisów normy. Zwrócono także uwagę, że bazy danych terminologicznych wykorzystywanych w normalizacji ISO i IEC znaleźć można pod następującymi adresami:

- IEC Electropedia: <http://www.electropedia.org>
- ISO Online browsing platform: <http://www.iso.org/obp>

Wymagania normy [2] odnoszą się do instalacji elektrycznych wewnątrz i na zewnątrz pomieszczeń, gdzie zlokalizowana jest wanna lub prysznic, przewidziane jako element stały. Zasięg lokalizacji wanny lub prysznica ograniczony jest przez:

- najniższy poziom wykończonej podłogi,
- płaszczyznę poziomą 3 m powyżej najniższej zlokalizowanego poziomu podłogi,
- płaszczyznę pionową w odległości 4 m od wylewki baterii wannowej lub prysznicowej,
- przestrzeń wewnątrz ścian, podłogi oraz sufitu do głębokości 6 cm – dla tych przegród budowlanych, które stanowią granicę lokalizacji wanny lub prysznica.

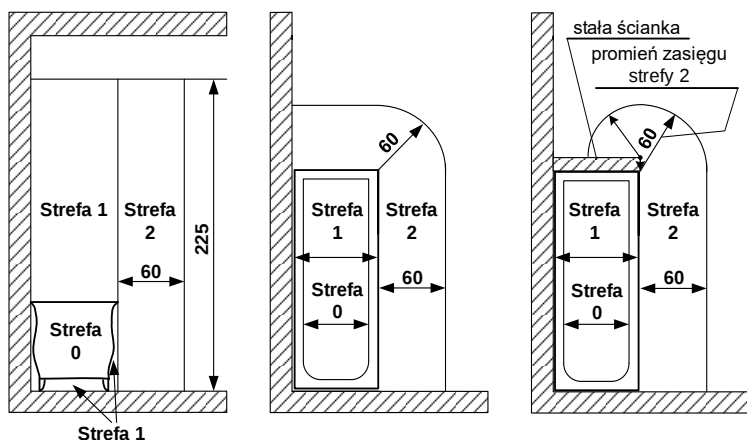
Nowością normy [2] w porównaniu do starszej wersji [1] jest objęcie wymaganiami instalacji stałych w urządzeniach mobilnych, np. przyczepach kampingowych, kamperach, mobilnych kontenerach prysznicowych. Norma [2] nie ma jednak zastosowania do instalacji awaryjnych, np. pryszniców awaryjnych na terenach przemysłowych lub w laboratoriach.

3. Strefy ochronne w łazienkach

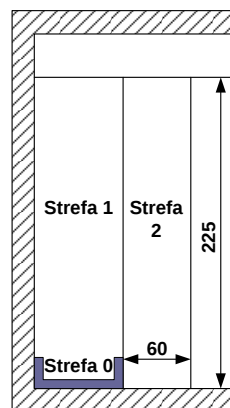
Tak samo jak w poprzednich, tak i w omawianej wersji normy w pomieszczeniu łazienki wyróżnia się strefy ochronne, w których narzucone są odpowiednie wymagania ochronne oraz rodzaj dozwolonego osprzętu instalacyjnego i urządzeń elektrycznych. Zasadnicze wymagania odnoszące się do wymiarowania stref praktycznie są takie same w starszej [1] i aktualnej [2] wersji normy. Rozmieszczenie stref ochronnych zależy od wyposażenia pomieszczenia:

a) w pomieszczeniu z wanną lub z natryskiem wyposażonym brodzik wyróżnia się 3 strefy ochronne (rys. 1, 2):

- strefę 0 – którą stanowi wnętrze wanny lub basenu natryskowego,
- strefę 1 – ograniczoną:
 - płaszczyzną podłogi,
 - płaszczyzną poziomą leżącą na wysokości 2,25 m nad podłogą,
 - płaszczyzną pionową przebiegającą wzdłuż zewnętrznej krawędzi obrzeża wanny, basenu natryskowego;
- strefę 2 – ograniczoną:
 - płaszczyzną podłogi,
 - płaszczyzną poziomą leżącą na wysokości 2,25 m nad podłogą,
 - płaszczyzną pionową przebiegającą w odległości 0,60 m na zewnątrz od płaszczyzny ograniczającej strefę 1.



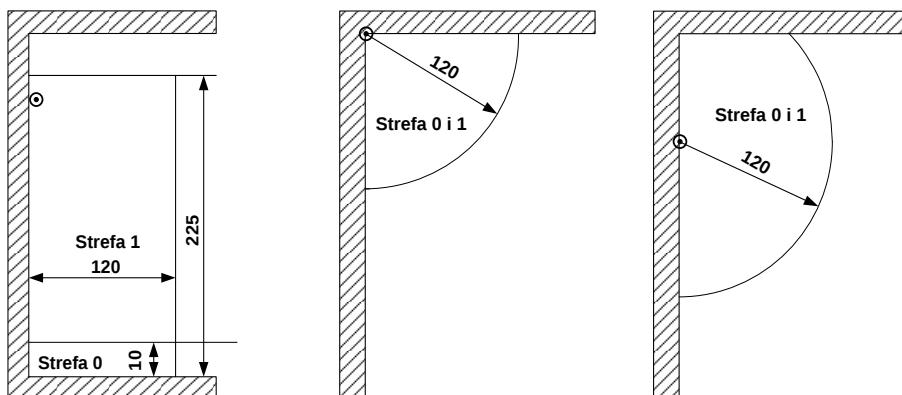
Rys. 1. Wymiarowanie stref ochronnych w łazience z wanną według normy PN-HD 60363-7-701:2025-02 [2]



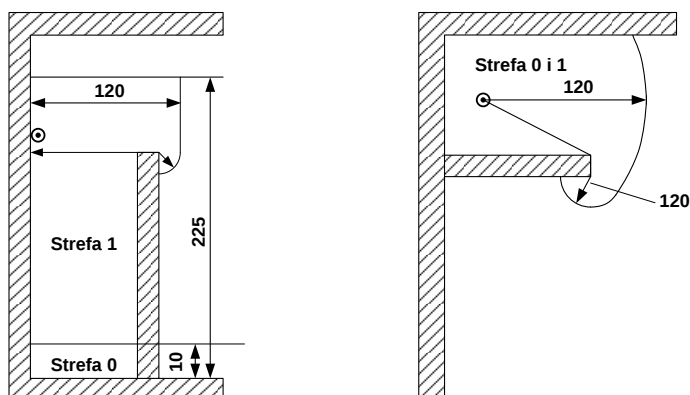
Rys. 2. Wymiarowanie stref ochronnych w łazience z brodzikiem według normy PN-HD 60363-7-701:2025-02 [2]

b) w pomieszczeniu bez wanny lub brodzika, ale z zamocowanym na stałe natryskiem wyróżnia się tylko 2 strefy ochronne (rys. 3–4):

- strefę 0 – ograniczoną:
 - płaszczyzną podłogi,
 - płaszczyzną poziomą leżącą na wysokości 0,1 m powyżej podłogi
 - płaszczyzną pionową przebiegającą w odległości 1,20 m od punktu zamocowania wylewki natrysku,
- strefę 1 – ograniczoną:
 - płaszczyzną poziomą leżącą na wysokości 0,10 m powyżej podłogi,
 - płaszczyzną poziomą leżącą na wysokości 2,25 m nad podłogą.
 - tak jak strefa 0, czyli płaszczyzną pionową, przebiegającą w odległości 1,20 m od punktu zamocowania wylewki natrysku.



Rys. 3. Wymiarowanie stref ochronnych w łazience z natryskiem bez wanny lub brodzika i bez przegrody oddzielającej według normy PN-HD 60363-7-701:2025-02 [2]



Rys. 4. Wymiarowanie stref ochronnych w łazience z natryskiem bez wanny lub brodzika z przegrodą oddzielającą według normy PN-HD 60363-7-701:2025-02 [2]

Uwagi:

- Do wydzielenia stref nie należy stosować zasłon prysznicowych ani innych elastycznych materiałów.
- Przestrzeń pod wanną lub brodzikiem zalicza się do strefy 1.
- Jeżeli prysznic znajduje się w strefie 1 wanny, obowiązują strefy przewidziane dla wanny.
- W przypadku zamykanych kabin prysznicowych, granicę strefy 0 wyznaczają drzwi prysznicowe.

4. Zasady stosowania środków ochrony przeciwporażeniowej

Jednym z istotnych ograniczeń normy [2] jest zakaz stosowania w pomieszczeniach łazienek następujących środków ochrony przeciwporażeniowej:

- ochrony przez zastosowanie barier lub przeszkód,
- ochrony przez umieszczenie poza zasięgiem ręki,
- ochrony przez zastosowanie środowiska nieprzewodzącego,
- ochrony przez zastosowanie nieuziemionych połączeń wyrównawczych.

Separacja elektryczna w łazienkach może być stosowana jedynie do zasilania z jednego transformatora separacyjnego jednego urządzenia odbiorczego lub jednego pojedynczego gniazda wtyczkowego. Nie należy stosować tego środka ochrony dla obwodów mat i kabli grzejnych wbudowanych systemów ogrzewania elektrycznego.

Ochrona przez zastosowanie SELV i PELV może być stosowana we wszystkich strefach ochronnych do dowolnego wyposażenia elektrycznego pod warunkiem zastosowania:

- w strefie 0 i 1: izolacji podstawowej wytrzymującej badanie napięciem probierczym 500 V a.c. w czasie 1 minuty.
- w strefie 2: osłon lub obudów o stopniu ochrony nie mniejszym niż IP XXB lub IP 2X lub izolacji podstawowej wytrzymującej badanie napięciem probierczym 500 V a.c. w czasie 1 minuty.

Jako ochronę uzupełniającą należy stosować jeden lub więcej wysokoczułych wyłączników różnicowoprądowych o znamionowym prądzie różnicowym nie większym niż 30 mA. Wyłącznikami tymi należy chronić:

- wszystkie obwody w pomieszczeniu,
- obwody zasilające inne pomieszczenia, ale przechodzące przez 1 lub 2 strefę łazienki.

Typ wyłącznika różnicowoprądowego wybranego dla danego obwodu powinien być zgodny z przewidywanym charakterem prądów roboczych w tym obwodzie (np. wyłącznik różnicowoprądowy typu AC, typu A, typu B itp.).

Wyłączniki różnicowoprądowe nie są wymagane, gdy stosowana jest ochrona przez separację elektryczną lub przez zastosowanie SELV i/lub PELV.

Jako ochronę uzupełniającą należy stosować również dodatkowe (miejscowe) ochronne połączenia wyrównawcze. Przewody wyrównawcze powinny łączyć części przewodzące dostępne urządzeń elektrycznych oraz części przewodzące obce znajdujące się w pomieszczeniu zawierającym wannę lub natrysk. Przykładami częściami przewodzących obcych występujących w pomieszczeniu łazienki mogą być [3]:

- metalowe części instalacji wodociągowej i instalacji kanalizacyjnej,
- metalowe części instalacji ogrzewczej i instalacji klimatyzacyjnej,
- metalowe części instalacji gazowej,
- metalowe części konstrukcji budynku.

5. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego

Stopień ochrony zapewnianej przez obudowy (kod IP)

Dla wyposażenia elektrycznego zainstalowanego w łazienkach określono minimalny stopień ochrony ze względu na wpływ warunków środowiskowych (tabela 1).

Tabela 1. Minimalny stopień ochrony zapewnianej przez obudowy wymagany dla wyposażenia elektrycznego łazienek wg normy PN-HD 60363-7-701:2025-02 [2]

Strefa ochronna	Minimalny stopień ochrony
0	IP X7
1	IP X4
2	IP X4

Urządzenia elektryczne narażone na działanie strumieni wody (np. podczas czyszczenia) muszą posiadać stopień ochrony co najmniej IPX5. W przypadku przewidywanych trudniejszych warunków należy rozważyć jeszcze wyższy stopień ochrony.

Jeżeli urządzenie elektryczne umiejscowione jest w obszarze więcej niż jednej strefy, należy przyjąć wymogi strefy o najbardziej restrykcyjnych wymaganiach.

Urządzenia rozdzielcze i sterownicze oraz elektryczne urządzenia odbiorcze

W przypadku wyposażenia elektrycznego montowanego na częściach ścian, podłogi lub sufitu ograniczających strefę, stosuje się wymagania dotyczące danej strefy. Wymagania stawiane osprzętowi elektrycznemu oraz urządzeniom odbiorczym w poszczególnych strefach ochronnych w łazienkach przedstawiono w tabeli 2.

Tabela 2. Wymagania dotyczące wyposażenia elektrycznego oraz urządzeń odbiorczych w poszczególnych strefach ochronnych łazienek [2]

Strefa ochronna	Dozwolone wyposażenie elektryczne
0	Odbiorniki elektryczne zamontowane na stałe, spełniające jednocześnie następujące wymagania: • zbudowane zgodnie z odpowiednimi normami i przeznaczone przez producenta do stosowania w strefie 0 • połączone do zasilania na stałe • zasilane z obwodu SELV o napięciu nieprzekraczającym 12 V a.c. lub 30 V d.c., ze źródłem zasilania umieszczonym poza strefami 0 i 1 • posiadają stopień ochrony co najmniej IPX7
1	Dozwolone jest wyłącznie następujące wyposażenie elektryczne: • sprzęt zasilany przez SELV lub PELV o napięciu nieprzekraczającym 25 V a.c. lub 60 V d.c., ze źródłem zasilania umieszczonym poza strefami 0 i 1 • gniazda wtykowe obwodów SELV lub PELV o napięciu nieprzekraczającym 25 V a.c. lub 60 V d.c., ze źródłem zasilania umieszczonym poza strefami 0 i 1 • urządzenia zamontowane na stałe lub stacjonarne, połączone do zasilania na stałe, • zbudowane zgodnie z odpowiednimi normami i przeznaczone przez producenta do stosowania w strefie 1 • puszki przyłączeniowe i osprzęt niezbędny do zasilania w/w urządzeń Wymagany stopień ochrony: co najmniej IPX4. Przykłady urządzeń instalowanych w strefie 1: • wanny z hydromasażem, • pompy prysznicowe, • urządzenia wentylacyjne, • elektrycznie podgrzewane wieszaki do ręczników, • urządzenia do podgrzewania wody, • oprawy oświetleniowe, • pralki, • emiterzy podczerwieni i ultrafioletu
2	Dozwolone jest wyłącznie następujące wyposażenie elektryczne: • sprzęt zamontowany na stałe, połączony do zasilania na stałe, o stopniu ochrony co najmniej IPX4, • gniazda wtykowe o stopniu ochrony co najmniej IPX4 obwodów SELV lub PELV, ze źródłem zasilania umieszczonym poza strefami 0 i 1; • osprzęt elektryczny inny niż gniazda wtykowe, o stopniu ochrony co najmniej IPX4, połączony do zasilania na stałe; • zasilacze do golarzek zgodne z normą IEC 61558-2-5 [4] (jeżeli zasilacz jest umieszczony w miejscu narażonym na bezpośredni kontakt z wodą z prysznica, powinien mieć stopień ochrony co najmniej IPX4)

Oprzewodowanie

Podczas projektowania tras przewodów i wykonywania oprzewodowania, dla ograniczenia ryzyka uszkodzenia oprzewodowania (np. podczas wiercenia otworów w ścianie w celu montażu wyposażenia) należy uwzględnić następujące wytyczne:

1. Przewodów, które nie zasilają urządzeń znajdujących się w strefie 0, nie należy prowadzić przez tą strefę.
2. Przewody elektryczne zasilające urządzenia elektryczne w strefie 0, 1 lub 2, umieszczone w ścianach ograniczających te strefy, powinny być instalowane w następujący sposób:
 - gdy urządzenie elektryczne (np. urządzenia ogrzewające wodę) jest zamontowane na stałe nad wanną, brodzikiem lub ponad powierzchnią podłogi (w przypadku prysznica bez brodzika): pionowo od góry lub poziomo przez ścianę z tyłu urządzenia,
 - gdy urządzenie elektryczne jest umieszczone w przestrzeni pod wanną: pionowo od dołu lub poziomo przez ścianę z tyłu urządzenia.
3. Wszystkie inne przewody (włącznie z osprzętem instalacyjnym) umieszczone w częściach ścian ograniczających strefy 0, 1 lub 2 powinny być umieszczone na głębokości co najmniej 6cm od powierzchni ściany ograniczającej strefę.

Tam, gdzie wymagania 2 lub 3 nie mogą być spełnione, przewody elektryczne mogą być zainstalowane jeśli zrealizowany jest przynajmniej jeden z następujących warunków:

- obwody są chronione przez zastosowanie SELV, PELV lub separacji elektrycznej,
- obwody zawierają przewód ochronny PE i są objęte ochroną dodatkową przez zastosowanie wyłącznika różnicowoprądowego o znamionowym prądzie różnicowym nieprzekraczającym 30 mA,
- przewody posiadają uziemiony ekran, metalową osłonę lub są umieszczone w metalowej rurze, przy czym rozwiązania te muszą posiadać przekrój zgodny z wymogami dla przewodu ochronnego danego obwodu,

Systemy ogrzewania podłogowego

W porównaniu do starszej wersji normy, usunięto wymagania odnoszące się do elektrycznego ogrzewania podłogowego. Informacje na ten temat znaleźć można w normie PN-HD 60364-7-753:2014-12 [5], m. in.:

- W obwodach systemów ogrzewania podłogowego nie jest dozwolone stosowanie jako środka ochrony przeszkód, umieszczenia poza zasięgiem ręki ani separacji elektrycznej.
- Dopuszcza się stosowanie przewodów lub mat grzejnych wykonanych zgodnie z odpowiednimi normami przedmiotowymi. Elementy grzejne powinny być osłonięte metalową osłoną, obudową, lub dobrze przewodzącą metalową siatką. Osłony te powinny być połączone z przewodem ochronnym PE obwodów zasilających.
- W przypadku urządzeń grzejnych dostarczanych przez producenta bez uziemionego ekranu przewodzącego, należy zapewnić odpowiednią osłonę przewodzącą, np. metalową kratę o oczkach nie większych niż 30 mm w przypadku mon-

tażu sufitowego i podłogowego oraz 3 mm w przypadku montażu ściennego, i podłączyć ją do przewodu ochronnego PE obwodu zasilającego.

6. Podsumowanie

Norma PN-HD 60364-7-701 od lat określa wymagania istotne dla bezpieczeństwa użytkowania instalacji elektrycznych w pomieszczeniach wyposażonych w wannę lub natrysk. Jej nowelizacja z 2025 roku nie wprowadza tak istotnych zmian, jak miało to miejsce w roku 2010, ale rozszerza zakres stosowania, doprecyzowuje pewne kwestie, ułatwia interpretację i ujednolica strukturę normalizacji europejskiej. Stosowanie się do jej wytycznych zapewnia zgodność z innymi normami i zwiększa bezpieczeństwo użytkowników pomieszczeń łazienek.

W kontekście rozwoju technologii budowlanych oraz rosnących oczekiwań użytkowników, realizacja wymagań normy PN-HD 60364-7-701:2025-02 [2] jest kluczowa w procesie projektowania i realizacji inwestycji budowlanych.

Literatura

- [1] PN-HD 60364-7-701:2010. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-701: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Pomieszczenia wyposażone w wannę lub prysznic.*
- [2] PN-HD 60364-7-701:2025-02 (wersja angielska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-701: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Pomieszczenia wyposażone w wannę lub prysznic.*
- [3] PN-HD 60364-5-54:2011. *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Układy uziemiające i przewody ochronne.*
- [4] PN-EN 61558-2-5:2010 (wersja angielska). *Bezpieczeństwo użytkowania transformatorów, dławików, zasilaczy i zespołów takich urządzeń – Część 2-5: Wymagania szczegółowe i badania dotyczące transformatorów do gólaek, zasilaczy z transformatorem do gólaek oraz zasilaczy do gólaek.*
- [5] PN-HD 60364-7-753:2014-12 (wersja angielska). *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-753: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Kable grzewcze i wbudowane systemy grzewcze.*

Organizator

Politechnika Wrocławska
Wydział Elektryczny
Katedra Energoelektryki



Politechnika
Wrocławska

Patronat honorowy

Polski Komitet Bezpieczeństwa
w Elektryce SEP

Stowarzyszenie Elektryków Polskich
Oddział Wrocławski



Patronat medialny

Czasopismo elektro.info



ISBN 978-83-7493-912-6

https://doi.org/10.37190/ELSAF_2025