



Poradnik

TRANSFORMATORY STACJE TRANSFORMATOROWE ROZDZIELNICE (1)



**Funkcje
niezawodnościowe
transformatorów
energetycznych
SN/nn eksploatowa-
nych wewnątrzowo**

**Połączenia
wewnętrzne
w rozdzielnicach
niskich napięć**

**Projekt zasilania
przemysłowych stacji
transformatorowych
SN/nn**

Adres redakcji
ul. Karczeńska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 65 61
faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl

Reklama: Karolina Rosa, krosa@medium.media.pl,
Hanna Witkowska, hwitkowska@medium.media.pl,
Monika Piekut, mpiekut@medium.media.pl
Redakcja: Anna Kuziemska, akuziemska@elektro.info.pl, Agnieszka Roszkowska,
aroszkowska@elektro.info.pl

elektro.info.pl

MEDIUM
GRUPA

Grupa MEDIUM
Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K.
ul. Karczeńska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 21 24, faks 22 810 27 42
ISBN 978-83-64094-10-1

Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć	4
Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć. Studium przypadków – odporność zwarcia elementów realizujących rozdział energii	8
Podstawowe wymagania przy projektowaniu rozdzielnic nn i obudów „hermetycznych”	14
Regulacja napięcia w transformatorach rozdzielczych sieci nn.	18
Prawidłowa wentylacja w stacji transformatorowej	24
Uproszczony projekt zasilania przemysłowych stacji transformatorowych SN/nn.	26
Rozdział pierwotny i wtórny energii elektrycznej – sprawdzone rozwiązania Elektrometal Energetyka SA	32
Awaryjność transformatorów energetycznych 15/0,4kV eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych	38
Niezawodne rozdzielnice nn i SN oraz stacje ładowania od polskiego producenta	46
Zwiększenie szybkości, dokładności oraz bezpieczeństwa pomiarów impedancji zwarcia transformatorów energetycznych	50
Uproszczony projekt zasilania rozdzielnic zasilającej urządzenia ppoż. w budynku zasilanym z sieci elektroenergetycznej o układzie zasilania TT.	56
Funkcje niezawodnościowe transformatorów energetycznych SN/nn eksploatowanych wewnętrznie	62
Podstawowe wymagania dla rozdzielnic nn oraz dobór aparatury modułowej.	68
Katalog firm	72

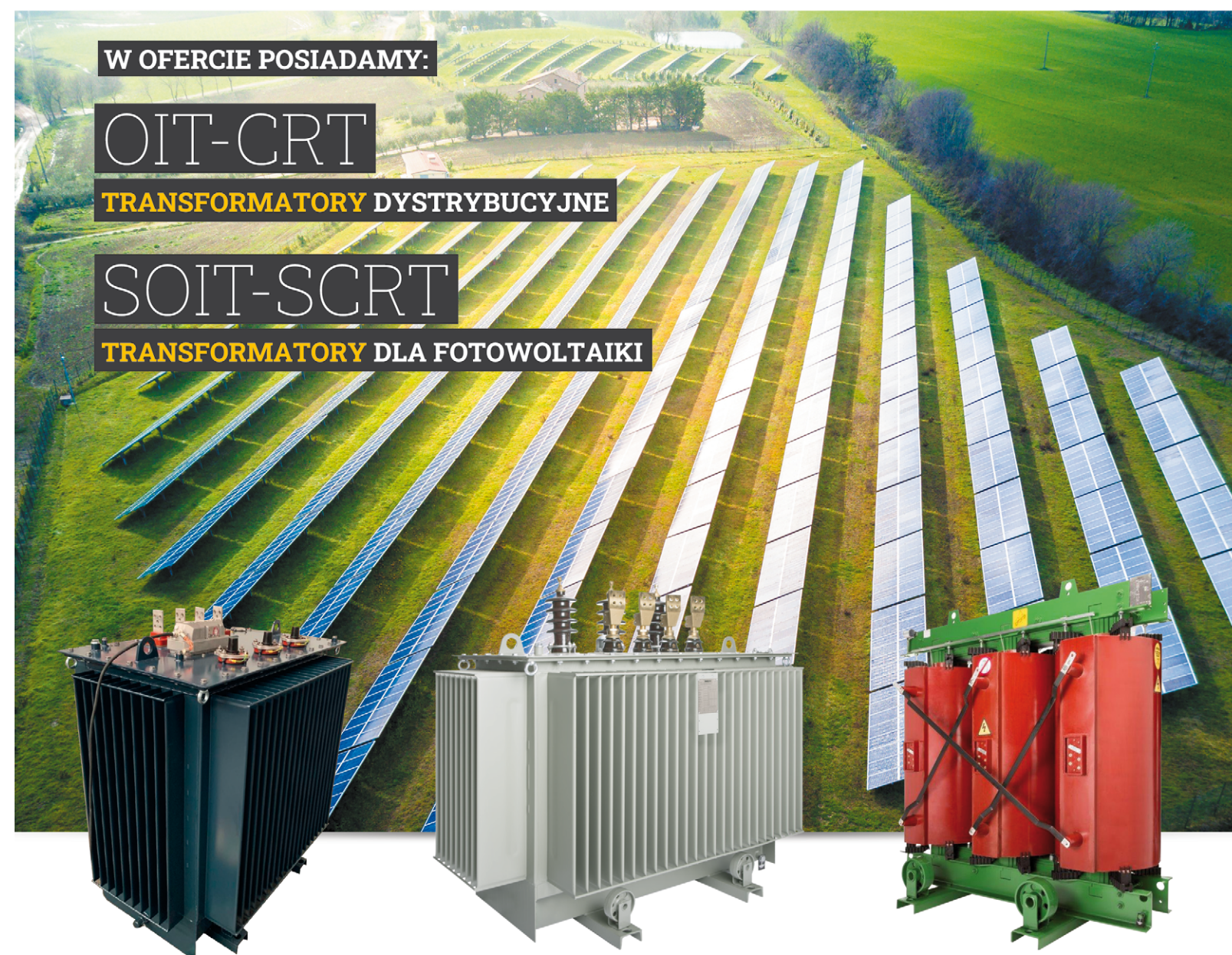
W OFERCIE POSIADAMY:

OIT-CRT

TRANSFORMATORY DYSTRYBUCYJNE

SOIT-SCRT

TRANSFORMATORY DLA FOTOWOLTAIKI



I TRAFÓ

IMEFY wprowadza na rynek transformatory pozwalające na automatyczną regulację zacząpów, które zapewnią stabilność napięcia w dystrybucyjnych sieciach publicznych, prywatnych i przemysłowych. Kompensują one wahania średniego napięcia i reagują dynamicznie na zmiany w zasilaniu i obciążeniu przy niskim poziomie napięcia dzięki przełącznikowi ECOTAP VPD.

TRANSFORMATORY ZGODNIE

z rozporządzeniem Komisji UE nr 1783/2019 (ECODESIGN Etap 2)

PRODUCENT TRANSFORMATORÓW DYSTRYBUCYJNYCH I WYSOKOMOCOWYCH

**SPECJALIZACJA – TRANSFORMATORY
DO FOTOWOLTAIKI TYPU SOIT I SCRT**

TYPOWE MOCE I NAPIĘCIA:

1000 kVA 15,75/0,8 kV lub 21/0,8 kV
2000 kVA 15,75/0,8 kV lub 21/0,8 kV
4000 kVA 15,75/0,8 kV lub 21/0,8 kV
5000 kVA 15,75/0,8-0,8 kV lub 21/0,8-0,8 kV
6500 kVA 15,75/0,8-0,8 kV lub 21/0,8-0,8 kV

**INNA KONFIGURACJA MOCY I NAPIĘĆ
WEDŁUG POTRZEB KLIENTA**

IMEFY POLSKA Sp. z o.o.

MidPoint 71, 53-332 Wrocław, ul. Powstańców Śląskich 9
tel. 74 664 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com.pl



Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć

Dobór połączeń wewnętrznych w rozdzielnicy (połączenia pomiędzy poszczególnymi aparatami) został zdefiniowany w normie PN-EN 61439 [2], [3], [4], [5] i [6]. Zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 61439-1 [2] wytwórca pierwotny [1] (producent komponentów) wraz z wytwórcą zestawu [2] (prefabrykatorem) odpowiadają za urządzenie, jakim jest rozdzielnica. Należy jednak pamiętać, że to projektant określa parametry i cechy rozdzielnicy, jakie powinny być zapewnione do jej poprawnej pracy.

Należy podkreślić, że żaden z zeszytów normy PN-EN 61439 nie został przywołany w aktach prawnych obowiązujących na terenie Polski. Zatem norma ma charakter wiedzy technicznej. Ponadto przywołane w normie [2] podmioty: pierwotny wytwórca i wytwórca zestawu są jedynie dostawcami rozdzielnic(-y), tym samym nie ponoszą odpowiedzialności za proces budowlany z punktu widzenia Ustawy Prawo budowlane [1]. Taką odpowiedzialność ponosi w tym przypadku inspektor nadzoru, projektant itd. (użytkownik według [2]).

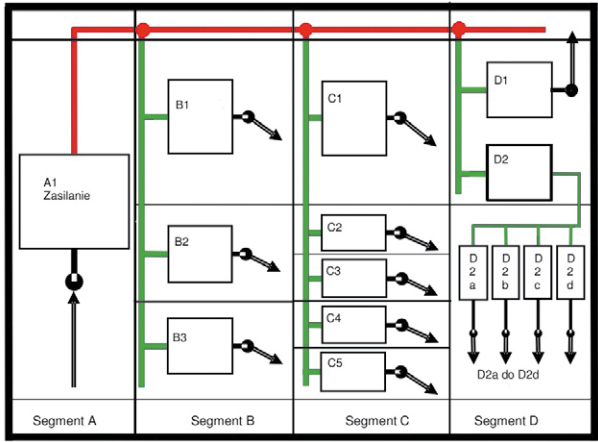
Rozdział energii wewnątrz rozdzielnicy – według normy PN-EN 61439 [2]

Poniżej przedstawiono wybrane definicje w zakresie rozdziału energii wewnątrz rozdzielnicy w oparciu o normę PN-EN 61439-1 [2]:

- 1) rozdzielnica i sterownica niskonapięciowa ZESTAW – jeden lub wiele łączników niskonapięciowych, wraz ze współpracującym wyposażeniem sterowniczym, pomiarowym, sygnalizującym, zabezpieczającym, regulacyjnym, ze wszystkimi wewnętrznymi po-

- łączeniami elektrycznymi i mechanicznymi oraz częściami konstrukcyjnymi;
- 2) system rozdzielczy – pełny zakres komponentów mechanicznych i elektrycznych (obudowy, szyny zbiorcze, jednostki funkcjonalne itd.), tak jak został zdefiniowany przez pierwotnego wytwórcę, który może być złożony zgodnie z instrukcjami pierwot-

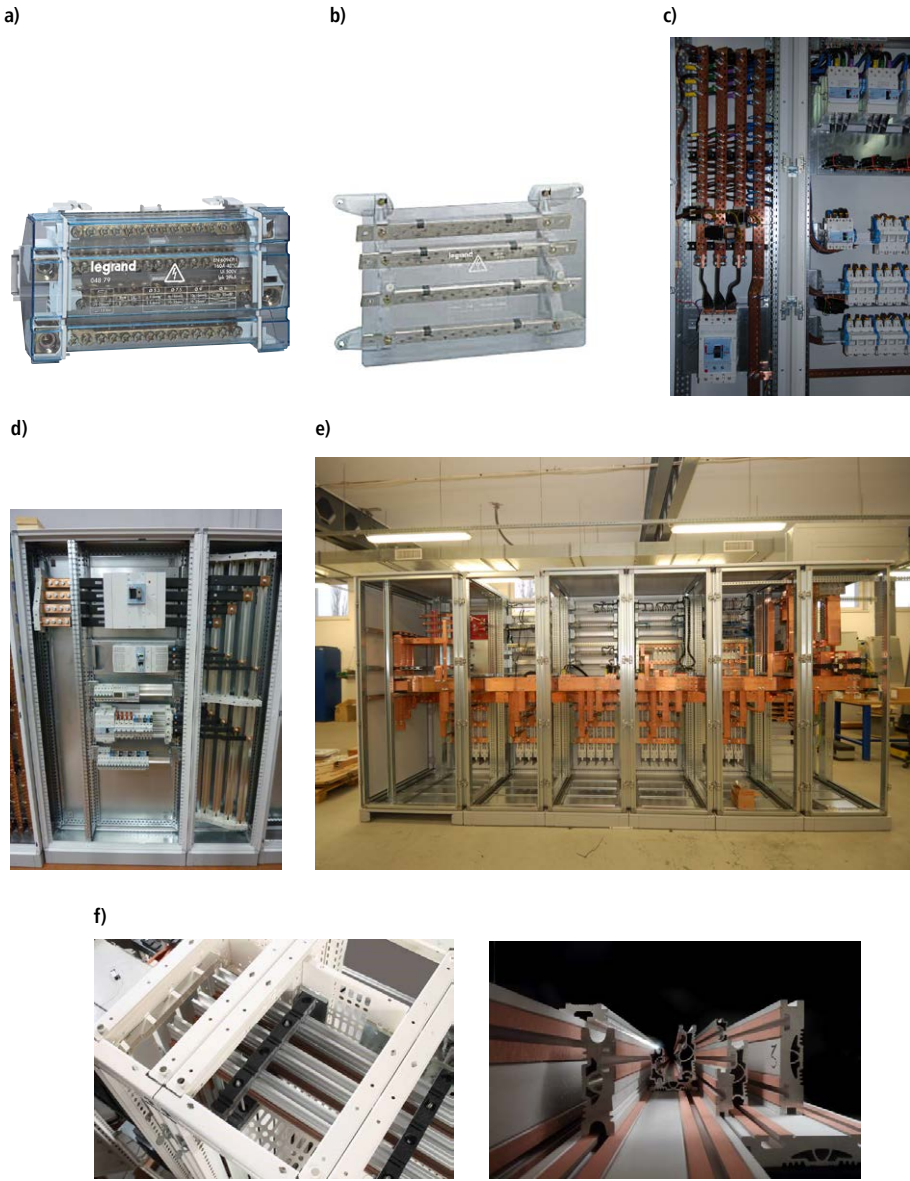
- nego wytwórcy w celu wytworzenia różnych ZESTAWÓW;
- 3) obwód główny (ZESTAWU) – wszystkie części przewodzące ZESTAWU włączone w obwód przeznaczony do przenoszenia energii elektrycznej;
- 4) szyna zbiorcza – przewód o małej impedancji, do którego można przyłączyć oddziel-



Rys. 1. Przykład rozdzielni (zestawu) według PN-EN 61439-1 [2]

Prąd znamionowy rozdziału energii	Szyny zbiorcze (rozdział energii) – typowe rozwiązania:	Połączenia między szynami a aparatami (głównym i odpływowymi) – typowe rozwiązania:
$I_n \leq 400A$	– blok rozdzielczy; – przyłącza rozdzielcze; – szyny (Cu lub Al) na wspornikach izolacyjnych	– szyny sztytowe; – szyny grzebieniowe; – przewody i kable; – izolowane elastyczne szyny miedziane
$400A < I_n \leq 4000A$	– szyny (Cu lub Al) na wspornikach izolacyjnych	– kable; – izolowane elastyczne szyny miedziane; – szyny miedziane
$I_n \leq 6300A$	– szyny miedziane na wspornikach izolacyjnych	– szyny miedziane

Tab. 1. Najczęściej spotykane rozwiązania wewnątrz rozdzielni w zakresie rozdziału energii w zależności od prądu znamionowego



Rys. 2. Przykładowe rozwiązania rozdziału energii wewnątrz rozdzielni: a) blok rozdzielczy (modułowy blok listew rozdzielczych) – zakres prądów od 40 A do 160 A [8]; b) blok rozdzielczy (szyny miedziane na wspornikach mocowane do podstawy montażowej) – zakres prądów od 125 A do 400 A [8]; c) szyny zbiorcze główne miedziane na wspornikach (po lewej stronie) przyłącza do aparatów odpływowych za pomocą kabli [8]; d) kompletny system rozdziału energii ($I_n \leq 3200 A$) – szyny zbiorcze główne wykonane z aluminium, połączenia do aparatów wykonane przez pierwotnego wytwórcę [2]. Wszystkie widoczne elementy dostarczone przez jednego pierwotnego wytwórcę [2]. Rozwiązania stosowane do prądu znamionowego 3200 A [8]; e) system rozdziału energii prefabrykowany przez wytwórcę zestawu [2], [9] – widok od tyłu rozdzielni. Szyny zbiorcze główne miedziane, połączenia pomiędzy szynami zbiorczymi a aparatami wykonane za pomocą szyn miedzianych oraz kabli. Rozwiązania stosowane do prądu znamionowego 6300 A [8]; f) kompletny system rozdziału energii ($I_n \leq 3200 A$). Szyny wykonane z aluminium miedziane (w miejscach przyłączy), połączenia do aparatów wykonane przez pierwotnego wytwórcę [2], [9]. Wszystkie widoczne elementy dostarczone przez jednego pierwotnego wytwórcę [2], [9]. Rozwiązania stosowane do prądu znamionowego 3200 A [9]

nie kilka obwodów elektrycznych. Uwaga! Termin „szyna zbiorcza” nie zakłada geometrycznego kształtu, wielkości lub wymiarów przewodnika;

5) szyna zbiorcza główna – szyna zbiorcza, do której może być przyłączona jedna szyna lub kilka szyn zbiorczych rozdzielczych i/ lub bloki zasilające i odbiorcze;

6) szyna zbiorcza rozdzielcza – szyna zbiorcza w obrębie jednego segmentu, która jest połączona z szyną zbiorczą główną i z której są zasilane bloki odbiorcze. Uwaga! Przewo-

dów, które są połączone pomiędzy blokiem funkcjonalnym i szyną zbiorczą nie uważa się za część szyn zbiorczych rozdzielczych;

7) segment – blok konstrukcyjny ZESTAWU między dwiema kolejnymi pionowymi płaszczyznami ograniczającymi;

8) panel – blok konstrukcyjny ZESTAWU między dwiema kolejnymi poziomymi lub pionowymi płaszczyznami ograniczającymi wewnątrz segmentu;

9) przedział – segment lub panel osłonięty, z wyjątkiem otworów potrzebnych do po-

łączeń wewnętrznych, sterowania lub wentylacji;

10) pole (rozdzielni) blok funkcjonalny – część ZESTAWU obejmująca wszystkie elementy elektryczne i mechaniczne, uwzględniając urządzenia łączeniowe, służące do spełniania tej samej funkcji. Uwaga! Przyjmuje się, że przewody przyłączone do bloku funkcjonalnego, ale znajdujące się na zewnątrz jego przedziału lub w osłoniętej przestrzeni zabezpieczonej (np. przewody pomocnicze dołączone do wspólnego

przedziału), nie są częścią bloku funkcjonalnego;

11) pole zasilające, blok zasilający – blok funkcjonalny, za pośrednictwem którego energia elektryczna jest z reguły doprowadzana do ZESTAWU;

12) pole odbiorcze, blok odbiorczy – blok funkcjonalny, za pośrednictwem którego energia elektryczna jest z reguły doprowadzana do jednego obwodu odbiorczego lub kilku obwodów odbiorczych;

13) pierwotny wytwórca – organizacja, która wykonała oryginalną konstrukcję i powiązaną weryfikację ZESTAWU zgodnie z właściwą normą ZESTAWU;

14) wytwórca ZESTAWU – organizacja biorąca odpowiedzialność za kompletny ZESTAW. Uwaga! Wytwórca zestawu może być różny od pierwotnego wytwórcy;

15) użytkownik – strona, która określi, kupi, użyje i/lub będzie obsługiwać ZESTAW, lub osoba działająca w jej imieniu.

Na **rysunku 1.** przedstawiono przykład konfiguracji rozdzielnic niskonapięciowej (zestawu) na podstawie PN-EN 61439-1 [2].

Rozdzielnica przedstawiona na **rysunku 1.** składa się z:

a) czterech segmentów (przedziałów) oznaczonych literami od A do D. W tym układzie każdy z segmentów może być utożsamiany z polem rozdzielnic;

b) z bloku zasilającego – oznaczonego A1. Należy założyć, że jest to aparat główny w rozdzielnic;

c) z bloków odbiorczych – oznaczonych B1-3, C1-5, D1-D2, oraz D2a-d. Jest to tożsame z aparatami odpływowymi w rozdzielnic;

d) szyna zbiorcza główna – oznaczona kolorem czerwonym;

e) szyna zbiorcza rozdzielcza – oznaczona kolorem zielonym.

Komentarz:

Według normy PN-EN 61439 [2] przewody, które są połączone pomiędzy blokiem funkcjonalnym i szyną zbiorczą, nie są uważane za część szyn zbiorczych rozdzielnic. Norma [2] „przypisuje” przewody i kable do bloku funkcjonalnego.

Rozdział energii wewnątrz rozdzielnic – rozwiązania praktyczne

Na podstawie schematu instalacji elektrycznej rozdzielnic istnieje możliwość wykonania wielu wariantów rozdzielnic, uwzględniając w zależności od:

» wymaganych parametrów pracy, miejsca instalacji itd. (więcej na ten temat czytelnik znajdzie w dalszej części artykułu);

» zastosowanego rozwiązania (pierwotnego wytwórcy);

Na rynku istnieje wiele rozwiązań w zakresie rozdzielnic energii wewnątrz rozdzielnic. W **tabeli 1.** oraz na **rysunku 2.** przedstawiono najczęściej spotykane rozwiązania.

Na **rysunku 2.** przedstawiono wybrane rozwiązania rozdzielnic energii wewnątrz rozdzielnic.

Rozdział energii wewnątrz rozdzielnic – wymagane dane projektowe

Do najważniejszych parametrów i cech rozdzielnic, które powinny być określone przez projektanta, należą [7]:

1. napięcie, prąd i częstotliwość znamionowa rozdzielnic;
2. układ sieci zasilającej rozdzielnic oraz obwodów odbiorczych (TN-C, TN-S, TN-C-S, TT i TI);
3. schemat ideowy rozdzielnic wraz z algorytmem jej pracy (jeśli zastosowano układy automatyki). Na schemacie powinny być umieszczone charakterystyczne parametry poszczególnych urządzeń, przewodów i kabli przyłączanych do rozdzielnic. Uwaga! Zasady wykonywania obliczeń zwarciovych oraz dobór przewodów i zabezpieczeń opisano w [7];
4. moc szczytowa i zapotrzebowana dla całej rozdzielnic oraz jej poszczególnych obwodów;
5. wartości prądów zwarciovych, jakie występują w miejscu instalacji rozdzielnic: I''_{k3} , I''_{k1} , itd. [7]; gdzie: I''_{k3} – początkowy prąd zwarcia symetrycznego, w [kA], I''_{k1} – początkowy prąd zwarcia dla zwarcia jednofazowego, w [kA], prąd udarowy, w [kA];
6. klasa ochronności obudowy (I lub II) [7];
7. temperatura otoczenia oraz temperatura wewnątrz rozdzielnic (T_{min} i T_{max}) oraz zakres zmian wilgotności;
8. bilans cieplny dla rozdzielnic [7];
9. wymagany poziom ochrony IP i IK;
10. maksymalne wymiary (rezerwa miejsca pod przyszłą rozbudowę) oraz waga;
11. warunki eksploatacji i obsługi.

Komentarz

Ad. 1, 2, 3, 4, 5 oraz 6

Określenie parametrów i cech rozdzielnic wynika z typowego procesu projektowania. Projektant powinien zadbać, aby wszystkie istotne parametry znalazły się na schemacie elektrycznym rozdzielnic

w celu ułatwienia opracowania projektu warsztatowego rozdzielnic oraz jego weryfikacji. Na podstawie dokumentacji projektowej wytwórca zestawu konfiguruje układ wewnętrzny rozdzielnic energii (wymaganą długotrwałą obciążalność oraz wytrzymałość zwarciovą układu).

Ad. 7, 8, 9, 10 i 11

Są to parametry, które powinny zostać określone na etapie opracowywania dokumentacji projektowej, tak aby możliwe było zaprojektowanie, wykonanie, instalacja, a następnie poprawna eksploatacja rozdzielnic.

Użytkownik [2] nie jest zobligowany od określania np.:

» układu wewnętrznego rozdzielnic (zemieszczenia aparatów wewnątrz rozdzielnic), gdyż to wynika z przyjętego rozwiązania już na etapie realizacji (w oparciu o wytwórcę pierwotnego);

» przekrojów połączeń wewnętrznych (pomiędzy aparatami) – gdyż to norma PN-EN 61439 [2] określa przekroje w zależności od prądu probierczego obwodu itd. W normie PN-EN 61439-1 [2] to wytwórca pierwotny [1] (producent komponentów) wraz z wytwórcą zestawu [2] (prefabrykatorem) odpowiadają za urządzenie jakim jest ZESTAW (rozdzielnica elektryczna);

Zarówno projektant, jak i inspektor nadzoru powinni posiadać wiedzę na temat wymagań w zakresie konstrukcji rozdzielnic. Dlatego, że użytkownik [2] (projektant i/lub inspektor nadzoru) jest odpowiedzialny za zweryfikowanie przyjętych rozwiązań przez wytwórcę zestawu [2] (prefabrykatora).

Zdaniem autora już na etapie opracowywania projektu projektant powinien współpracować z wybranym dostawcą rozwiązań w zakresie rozdzielnic energii, oczywiście w porozumieniu z inwestorem. Tylko taka współpraca doprowadzi do doboru optymalnego rozwiązania ZESTAWU [2] (rozdzielnic elektrycznej) pod względem wiedzy technicznej oraz uwzględniając rachunek ekonomiczny. Jeśli inwestor nie wyraża zgody na taką współpracę (np. z uwagi na Prawo o zamówieniach publicznych), to wówczas projektant powinien ograniczyć się do określenia punktów od 1 do 10 (patrz wyżej) bez wskazywania konkretnego rozwiązania. Na podstawie tych punktów wytwórca zestawu [2] (prefabrykator) na etapie realizacji inwestycji przedstawi projekt rozdzielnic/y (rysunki warsztatowe) do akceptacji.



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

W naszej księgarni znajdziecie Państwo książki z dziedziny:



elektrotechnika
instalacje
budownictwo

- budownictwa
- chłodnictwa
- ciepłownictwa i ogrzewnictwa
- gazownictwa
- instalacji sanitarnych
- ochrony środowiska
- wentylacji i klimatyzacji
- instalacji elektrycznych
- informatyki
- oraz programy, słowniki, poradniki

księgarnia**techniczna**.com.pl

**Księgarnia Techniczna
Grupa MEDIUM**

ul. Karczewska 18

04-112 Warszawa

tel.: 22 810 21 24

faks 22 810 27 42

e-mail: eib@księgarniatechniczna.com.pl

www.księgarniatechniczna.com.pl

mgr inż. Marcin Orzechowski, mgr inż. Mariusz Mikulski

Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć

Studium przypadków – odporność zwarciowa elementów realizujących rozdział energii*)

Kontynuując cykl „Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć” zwracamy uwagę czytelników na dualizm pomiędzy zapisami w normie wieloarkuszowej PN-EN 61439 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe* (tzw. norma rozdzielnicowa) a założeniami i obliczeniami, które należy wykonać w projektach instalacji elektrycznej.

W przypadku warunków normalnych, gdy rozdzielnica przeznaczona jest do układów związanych z wytwarzaniem, przesyłem, rozdziałem i przetwarzaniem energii elektrycznej niskiego napięcia ($\leq 1000V$ AC lub $\leq 1500V$ DC) lub do sterownia odbiornikami energii elektrycznej, powinno się stosować wymagania zawarte w normie PN-EN 61439-2 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziału energii elektrycznej* [4]. Normę tę określa się jako produktową i jest przeznaczona głównie dla producentów rozdzielnic [10]. Jak już zostało opisane w pierwszej części artykułu [10] norma PN-EN 61439-2 w załączniku BB prezentuje „Punkty będące przedmiotem uzgodnienia między producentem ZESTAWU i użytkownikiem” (oryginalny tytuł załącznika). Pozostałe parametry producent może dobrać na podstawie własnych badań, dokumentacji technicznej zastosowanych komponentów lub/i przedmiotowych norm. Analizując zapisy normy w tym aspekcie, można dojść do wniosków, że dobór urządzenia elektrycznego – w tym przypadku rozdzielnic – nie jest spójny z obliczeniami instalacji elektrycznej, w której to urządzenie ma pracować. W dalszej części artykułu zostaną przedstawione te zapisy, które uważamy za kontrolerskie. Jednocześnie przedstawimy własną interpretację (podpartą zasadami wiedzy technicznej) i przykłady, które pozwolą na wyciągnięcie wniosków na temat poprawnego doboru parametrów rozdzielnic elektrycznych

UWAGA!

Obliczanie prądów zwarciowych oraz zjawiska towarzyszące przepływowi prądów zwarciowych omówiono szczegółowo w „Poradniku projektanta elektryka. Podstawy zasilania budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i innych obiektów nieprzemysłowych w energię elektryczną”, Julian Wiatr i Marcin Orzechowski, Grupa MEDIUM, wydanie VI 2021, [12] dlatego w niniejszym artykule zagadnienia te zostaną przedstawione w sposób uproszczony.

*) Artykuł stanowi kontynuację tekstu M. Orzechowskiego „Połączenia wewnętrzne w rozdzielnicach niskich napięć (część 1)”, który publikujemy na stronie 4.

Aktualny stan norm serii PN-EN 61439 według PKN

W 2021 zostały wydane aktualizacje norm, opublikowano je w języku angielskim z okładką w języku polskim:

- » PN-EN IEC 61439-1:2021-10 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne* [8];
- » oraz PN-EN IEC 61439-2:2021-10 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziału energii elektrycznej* [9]; zastąpiły one normy [3] i [4] wydane w całości w języku polskim w 2011 roku:
- » PN-EN 61439-1:2011 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne* [3] oraz;
- » PN-EN 61439-2:2011 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziału energii elektrycznej* [4].

W zakresie omawianym w tym artykule zapisy norm [8] i [9] nie zmieniły zapisów norm [3] i [4].

Uzgodnienia pomiędzy producentem i użytkownikiem rozdzielnic w zakresie odporności zwarciowej elementów stosowanych do wewnętrznego rozdziału energii według normy wieloarkuszowej PN-EN 61439

Zawarta w normie PN-EN 61439-2 [4] **tabela BB.1** przedstawia m.in. parametry prądów zwarciowych oraz ich wzajemne zależności będące przedmiotem uzgodnienia pomiędzy producentem rozdzielnic a użytkownikiem. Dobór pozostałych parametrów jest natomiast opisany w zeszycie pierwszym tej wieloarkuszowej normy, czyli PN-EN 61439-1 [3]. Na podstawie **tabeli BB.1** (jej fragment znajduje się w artykule – **tab. 1.**) możemy w łatwy i szybki sposób przyjąć, że spodziewane prądy zwarciowe w torze neutralnym i w obwodzie ochronnym będą wynosiły nie więcej niż 60% wartości spodziewanego prądu fazowego przy zwarciu symetrycznym 3-fazowym na wejściu rozdzielnic. Nasuwa się jednak pytanie, czy takie uproszczenie i „pójście na skróty” nie doprowadzi w konsekwencji do błędów przy budowie rozdzielnic?

Komentarz: Według **tabeli BB.1** zamieszczonej w załączniku do normy [4] możemy przyjąć, że prądy zwarć jednofazowych w torze neutralnym oraz przewodzie ochronnym nie przekroczą 60% prądu zwarciowego symetrycznego. Natomiast w normie [3] mamy w tym

Cechy	Rozdział lub podrozdział odniesienia	Konfiguracja domyślna ^b	Opcje podane w normie	Wymaganie użytkownika ³
Zdolność zwarciowa wytrzymywana				
Prąd zwarciowy spodziewany na zaciskach zasilania I_{cp} (kA)	3.8.7	Określony w systemie zasilania	Brak	
Prąd zwarciowy spodziewany w obwodzie neutralnym	10.11.5.3.5	Maks. 60% wartości fazowych	Brak	
Prąd zwarciowy spodziewany w obwodzie ochronnym	10.11.5.6	Maks. 60% wartości fazowych	Brak	

Tab. 1. Fragment **tabeli BB.1** z załącznika BB „Punkty będące przedmiotem uzgodnienia między producentem ZESTAWU i użytkownikiem” z normy PN-EN 61439-2 [4]

Napięcie nominalne	C_{max} przy obliczaniu I_{kmax}	C_{min} przy obliczaniu I_{kmin}
3x230/400 V	1,00	0,95
Inne wartości nn	1,05	1,00
Wysokie napięcie $U > 1$ kV	1,10	1,00

Tab. 2. Współczynniki korekcyjne siły elektromotorycznej zasilającej obwód zwarciowy

zakresie odwrotny zapis – mówiący, że jeżeli nie ustalono inaczej (pomiędzy pierwotnym wytwórcą a użytkownikiem) należy założyć wartość prądów probierczych w tocie neutralnym i ochronnym co najmniej 60% wartości prądu fazowego przy zwarciu 3-fazowym symetrycznym. Zatem mamy tutaj dualizm przy doborze parametrów rozdzielnic.

Postaramy się teraz zinterpretować i rozwinąć poszczególne definicje zawarte w **tabeli 1.**:

1) Prąd zwarciowy spodziewany na zaciskach zasilania I_{cp} (kA)

W dokumentacji Projektant (choć norma [3] posługuje się określeniem „Użytkownik”) powinien określić spodziewany prąd zwarciowy na zaciskach zasilania – I_{cp} zgodnie z normą PN-EN 61439-1, I_{cp} – to wartość skuteczna prądu, który popłynąłby w obwodzie, w przypadku gdy przewody zasilające obwód są zwarte przewodem o pomijalnie małej impedancji znajdującym się tak blisko jak to jest praktycznie możliwe zacisków zasilania ZESTAWU (rozdzielnic) [3].

Prąd I_{cp} , określony w normie N-EN 61439-1 należy utożsamić z prądem zwarciowym (I_{k3}) – dla zwarcia trójfazowego symetrycznego [12] na zaciskach wejściowych głównego aparatu w rozdzielnic. Jego wartość należy wyznaczyć z następującego wzoru:

$$I_{k3} = \frac{C_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3}}$$

gdzie:

I_{k3} – początkowy prąd zwarciowy dla zwarcia trójfazowego (symetrycznego), w [A],
 U_n – napięcie międzyfazowe, w [V],
 Z_{k3} – impedancja pętli zwarciowej dla zwarć trójfazowych, w [Ω],
 C_{max} – współczynnik korekcyjny siły elektromotorycznej obwodu zwarciowego w zależności od napięcia znamionowego w sieci, przyjmowany z **tabeli 2.**, w [-].

2) Prąd zwarciowy spodziewany w obwodzie neutralnym

Norma [4] pozwala przyjąć wartość prądu zwarciowego w torze neutralnym nie większą od 60% prądu fazowego zwarcia 3-fazowego symetrycznego i określić następująco:

$$I_{k1} \leq 0,6 \cdot I_{k3}$$

gdzie:

I_{k1} – wartość początkowego prądu zwarciowego dla zwarcia jednofazowego [12], w [A].

Wzór do wyznaczenia I_{k1} podano poniżej:

$$I_{k1}^* = \frac{C_{max} \cdot U_{1f}}{Z_{k1}}$$

gdzie:

I_{k1}^* – początkowy prąd zwarciowy dla zwarcia jednofazowego (symetrycznego), w [A],
 U_{1f} – napięcie fazowe, w [V],
 Z_{k1} – impedancja pętli zwarciowej dla zwarć jednofazowych, w [Ω],
 C_{max} – współczynnik korekcyjny siły elektromotorycznej obwodu zwarciowego w zależności od napięcia znamionowego w sieci przyjmowany z **tabeli 2.**, w [-].

3) Prąd zwarciowy spodziewany w obwodzie ochronnym

Podobnie jak w przypadku prądu zwarciowego spodziewanego w przewodzie neutralnym norma PN-EN 61439-2 [4] dopuszcza przyjęcie, że wartości prądu zwarciowego w przewodzie ochronnym o wartości nie większej niż 60% prądu zwarcia symetrycznego:

$$I_{k1min} \leq 0,6 \cdot I_{k3}$$

gdzie:

I_{k1min} – najmniejszy spodziewany prąd zwarciowy przy zwarciu jednofazowym (obliczany na końcu obwodu – do celów ochrony przeciwporażeniowej) [12].

Zgodnie z praktyką, przyjętą przed wielu laty, prąd zwarcia jednofazowego należy obliczyć z następującego wzoru:

$$I_{k1min} = \frac{0,8 \cdot U_0}{Z_{k1}}$$

gdzie:

I_{k1min} – najmniejszy spodziewany prąd zwarciowy przy zwarciu jednofazowym (obliczany na końcu obwodu – do celów ochrony przeciwporażeniowej), w [A],
 U_0 – wartość skuteczna napięcia nominalnego względem ziemi, w [V],

Z_{k1} – impedancja pętli zwarciowej dla zwarć jednofazowych dla celów ochrony przeciwporażeniowej – pętla zwarciowa, obejmująca przewód fazowy i przewód ochronny obwodu, w $[\Omega]$,
0,8 – współczynnik wynikający ze wzrostu rezystancji przewodu powodowany przepływem prądu oraz rezystancje łączy trudne do analitycznego oszacowania, w $[-]$ – szczegółowe wyjaśnienie tego problemu znajduje się w [12].

Poniżej zostaną przedstawione dwa przykłady rachunkowe, które wyjaśnią problem z przyjmowaniem wartości prądów w przewodzie neutralnym i ochronnym na podstawie zależności opisanych w normie PN-EN 61439-1 [3] oraz PN-EN 61439-2 [4].

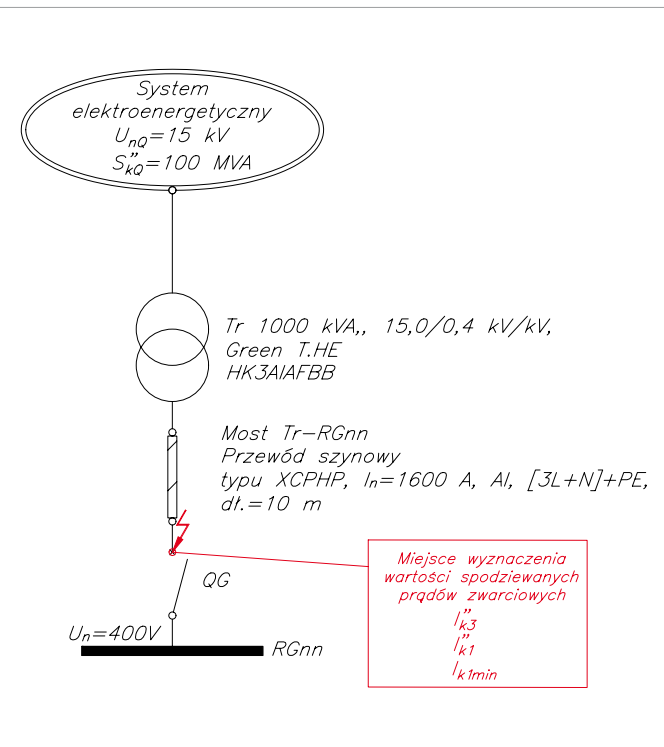
Przykład obliczeniowy 1. – rozdzielnica główna

Należy wyznaczyć wartości spodziewanych:

- prądów zwarciowych (I'_{k3} , I'_{k1} , I_{k1min});
- a następnie ich wzajemny procentowy stosunek wartości w odniesieniu do – prądu zwarciowego trójfazowego na zaciskach aparatu głównego (od strony zasilania) w rozdzielnicy głównej.

Parametrów obwodu zwarciowego:

- Zasilanie z własnej stacji transformatorowej, moc zwarciowa w miejscu przyłączenia transformatora (rozdzielnica SN): $S_{kQ} = 100 \text{ MVA}$
- Moc transformatora: 1000 kVA, 15,0/0,4 kV/kV, typu Green T.HE: Model: HK3AIAFBB
Rezystancja transformatora R_{Tr} : 0,001440 $[\Omega]$
Reaktancja transformatora X_{Tr} : 0,009491 $[\Omega]$
Impedancja transformatora Z_{Tr} : 0,009600 $[\Omega]$.
- Most pomiędzy transformatorem a rozdzielnicą typu: przewód szynowy XCP-HP 1600, [3L+N]+PE(obudowa), przewodniki aluminiowe. Parametry przyjętego rozwiązania:
Prąd znamionowy: 1600, w [A],
Rezystancja przewodników roboczych (L,N w temp. 20°C) $R_L = 0,031 \text{ m}\Omega/\text{m}$,



Rys. 1. Schemat do przykładu 1. rys. M. Orzechowski, M. Mikulski

Reaktancja przewodników roboczych (dla 50 Hz) – $X_L = 0,014 \text{ m}\Omega/\text{m}$,
Impedancja przewodników roboczych (L,N) – $Z_L = 0,034 \text{ m}\Omega/\text{m}$.
Rezystancja przewodnika ochronnego (PE-obudowa) $R_{PE} = 0,111 \text{ m}\Omega/\text{m}$,
Reaktancja przewodnika ochronnego (PE-obudowa) $X_{PE} = 0,039 \text{ m}\Omega/\text{m}$,
Długość mostu – $L = 10 \text{ m}$.

Obliczenia:

A) Wyznaczenie poszczególnych prądów zwarciowych

- Impedancja, reaktancja i rezystancja systemu elektroenergetycznego:

$$Z_{kQ} = \frac{c_{max} \cdot U_{n1}}{S_{kQ}} \cdot \left(\frac{U_{T2}}{U_{T1}} \right)^2 = \frac{1,1 \cdot 15000^2}{100 \cdot 10^6} \cdot \left(\frac{400}{15000} \right)^2 = 0,00176 \Omega$$

$$X_{kQ} = 0,995 \cdot Z_{kQ} = 0,995 \cdot 0,00176 = 0,00175 \Omega$$

$$R_{kQ} = 0,1 \cdot X_{kQ} = 0,1 \cdot 0,00175 = 0,000175 \Omega$$

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

$$I'_{k3} = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3}} = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + R_L \cdot L)^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + X_L \cdot L)^2}} = \frac{1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,031}{1000} \cdot 10)^2 + (0,00175 + 0,009491 + \frac{0,014}{1000} \cdot 10)^2}} = 20005 \text{ A}$$

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

$$I'_{k1} = \frac{c_{max} \cdot U_{lf}}{Z_{k1}} = \frac{c_{max} \cdot U_{lf}}{\sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + 2 \cdot R_L \cdot L)^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + 2 \cdot X_L \cdot L)^2}} = \frac{1 \cdot 230}{\sqrt{(0,000175 + 0,001440 + 2 \cdot \frac{0,031}{1000} \cdot 10)^2 + (0,00175 + 0,009491 + 2 \cdot \frac{0,014}{1000} \cdot 10)^2}} = 19675 \text{ A}$$

- I_{k1min} – najmniejszy spodziewany prąd zwarciowy przy zwarcu jednofazowym (obliczany na końcu obwodu – do celów ochrony przeciwporażeniowej – tu: na zaciskach aparatu głównego od strony zasilania), w [A]:

$$I_{k1min} = \frac{0,8 \cdot U_0}{Z_{k1}} = \frac{0,8 \cdot U_0}{\sqrt{(R_{kQ} + R_{Tr} + R_L \cdot L + R_{PE} \cdot L)^2 + (X_{kQ} + X_{Tr} + X_L \cdot L + X_{PE} \cdot L)^2}} = \frac{0,8 \cdot U_0}{\sqrt{(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,031}{1000} \cdot 10 + \frac{0,111}{1000} \cdot 10)^2 + (0,00175 + 0,009491 + \frac{0,014}{1000} \cdot 10 + \frac{0,039}{1000} \cdot 10)^2}} = 15196 \text{ A}$$

B) Stosunek wartości poszczególnych prądów w odniesieniu do prądu zwarciowego trójfazowego:

- na podstawie powyższych obliczeń wartości poszczególnych prądów zwarciowych wynoszą:

$$I'_{k3} = 20005 \text{ A}$$

$$I'_{k1} = 19675 \text{ A}$$

$$I_{k1min} = 15196 \text{ A}$$

- Stosunek wartości poszczególnych prądów zwarciowych:

- Prąd zwarciowy jednofazowy w odniesieniu do prądu trójfazowego:

$$\frac{I'_{k1}}{I'_{k3}} \cdot 100\% = \frac{19675 \text{ A}}{20005 \text{ A}} \cdot 100\% = 98\%$$

- Najmniejszy spodziewany prąd zwarciowy jednofazowy w odniesieniu do prądu trójfazowego:

$$\frac{I_{k1min}}{I'_{k3}} \cdot 100\% = \frac{15196 \text{ A}}{20005 \text{ A}} \cdot 100\% = 76\%$$

Przykład obliczeniowy 2. – rozdzielnica obiektowa

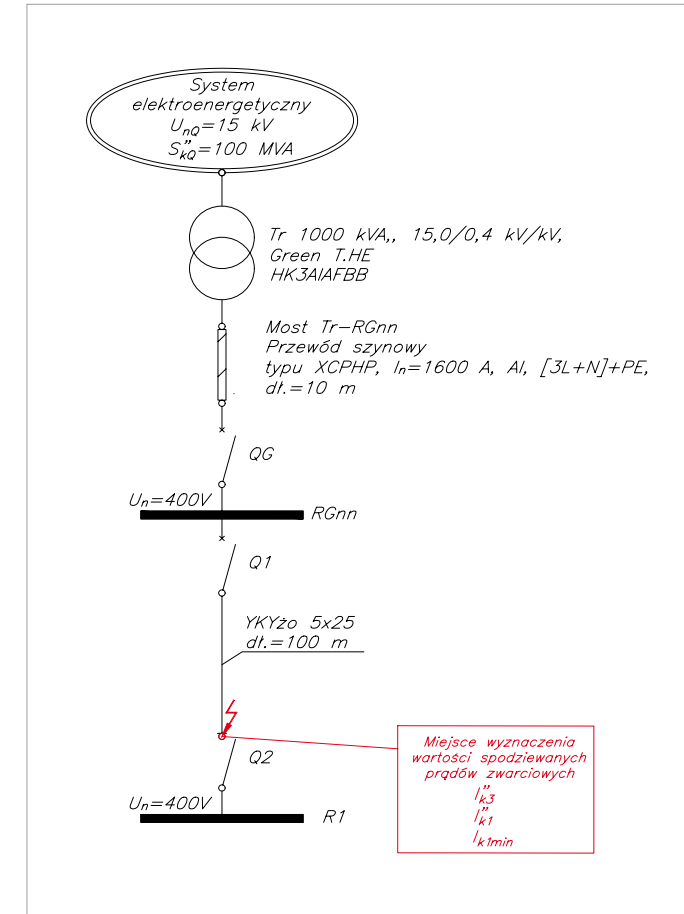
Należy wyznaczyć wartości spodziewanych:

- prądów zwarciowych (I'_{k3} , I'_{k1} , I_{k1min});
- a następnie ich wzajemny stosunek wartości w odniesieniu do prądu zwarciowego trójfazowego na zaciskach aparatu głównego (od strony zasilania) w rozdzielnicy obiektowej.

Parametry obwodu zwarciowego:

Rozdzielnica obiektowa będzie zasilana z rozdzielnicy głównej z przykładu 1.

- Linia zasilająca rozdzielnicę oddziałową (R1) o następujących parametrach:
Typ kabla: YKYzo 5x25,
Długość linii: $L = 100 \text{ m}$.



Rys. 2. Schemat od przykładu 2. rys. M. Orzechowski, M. Mikulski

REKLAMA



elektro
info

Profesjonalne szkolenia
dla elektryków
online!

„Podstawy projektowania
przydomowych systemów
fotowoltaicznych”

Dostępne od ręki
o każdej porze i bez względu
na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl

Obliczenia:

A) Wyznaczenie poszczególnych prądów zwarciovych

1) Rezystancja i reaktancja linii zasilającej rozdzielnicę R1:

$$R_{L_R1} = R_{N_R1} = R_{PE_R1} = \frac{L}{\gamma \cdot S} = \frac{100}{55 \cdot 25} = 0,0727 \, \Omega$$

$$X_{L_R1} = X_{N_R1} = X_{PE_R1} = 0,8 \cdot L = 0,8 \cdot 0,1 = 0,00175 \, \Omega$$

gdzie:

R_{L_R1} – rezystancja przewodu fazowego, w $[\Omega]$,

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 $[m/(\Omega \cdot mm^2)]$,

S – przekrój przewodu, w $[mm^2]$,

2) I'_{k3} – początkowy prąd zwarciovych dla zwarcia trójfazowego (symetrycznego), w $[A]$:

$$I'_{k3} = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3}} = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{k0} + R_{tr} + R_L + R_{L_R1})^2 + (X_{k0} + X_{tr} + X_L + X_{L_R1})^2}} = \frac{1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,031}{1000} \cdot 10 + 0,0727)^2 + (0,00175 + 0,009491 + \frac{0,014}{1000} \cdot 10 + 0,00175)^2}} = 2994 \, A$$

3) I'_{k1} – początkowy prąd zwarciovych dla zwarcia jednofazowego, w $[A]$:

$$I'_{k1} = \frac{c_{max} \cdot U_n}{Z_{k1}} = \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{(R_{k0} + R_{tr} + 2 \cdot R_L + R_{L_R1} + R_{N_R1})^2 + (X_{k0} + X_{tr} + 2 \cdot X_L + X_{L_R1} + X_{N_R1})^2}} = \frac{1 \cdot 230}{\sqrt{(0,000175 + 0,001440 + 2 \cdot \frac{0,031}{1000} \cdot 10 + 0,0727 + 0,0727)^2 + (0,00175 + 0,009491 + \frac{0,014}{1000} \cdot 10 + 0,00175 + 0,00175)^2}} = 1537 \, A$$

4) I_{k1min} – najmniejszy spodziewany prąd zwarciovych przy zwarcu jednofazowym (obliczany na końcu obwodu – do celów ochrony przeciwporażeniowej – tu: na zaciskach aparatu głównego od strony zasilania), w $[A]$:

$$I_{k1min} = \frac{0,8 \cdot U_n}{Z_{k1}} = \frac{0,8 \cdot U_n}{\sqrt{(R_{k0} + R_{tr} + R_L + R_{L_R1} + R_{N_R1})^2 + (X_{k0} + X_{tr} + X_L + X_{L_R1} + X_{N_R1})^2}} = \frac{0,8 \cdot U_n}{\sqrt{(0,000175 + 0,001440 + \frac{0,031}{1000} \cdot 10 + \frac{0,111}{1000} \cdot 10 + 0,0727 + 0,0727)^2 + (0,00175 + 0,009491 + \frac{0,014}{1000} \cdot 10 + \frac{0,039}{1000} \cdot 10 + 0,00175 + 0,00175)^2}} = 1223 \, A$$

B) Stosunek wartości poszczególnych prądów w odniesieniu do prądu zwarciovych trójfazowego:

1) na podstawie powyższych obliczeń wartości poszczególnych prądów zwarciovych wynoszą:

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

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

$$I_{k1min} = 1223 \, A$$

2) Stosunek wartości poszczególnych prądów zwarciovych:

a. Prąd zwarciovych jednofazowy w odniesieniu do prądu trójfazowego:

$$\frac{I'_{k1}}{I'_{k3}} \cdot 100\% = \frac{1537 \, A}{2994 \, A} \cdot 100\% = 51\%$$

b. Najmniejszy spodziewany prąd zwarciovych jednofazowy w odniesieniu do prądu trójfazowego:

$$\frac{I_{k1min}}{I'_{k3}} \cdot 100\% = \frac{1223 \, A}{2994 \, A} \cdot 100\% = 41\%$$

Podsumowanie

Obliczone wartości spodziewanych prądów zwarciovych w torze neutralnym i przewodzie ochronnym w rozdzielnicach głównej (przykład 1.) i rozdzielnic oddziałowej (przykład 2.) zostały zestawione w **tabeli 3.** wraz z wartościami wyznaczonymi na podstawie **tabeli BB.1** z normy PN-EN 61439-2 [4] jako 60% wartości prądu I'_{k3} .

Wyznaczenie prądu zwarciovych spodziewanego w torze neutralnym/ochronnym zgodnie z normą PN-EN 61439 ([3] i [4]) niesie ze sobą niebezpieczeństwo popełnienia błędu i niedoszacowanie wartości tych prądów.

Jeśli projektant nie podał wartości I'_{k3} oraz I_{k1min} , to producent rozdzielnic nie powinien zakładać wartości podanych w **tabeli BB.1** (PN-EN 61439-2 [4]) – czyli maks. 60% wartości I'_{k3} . Powyższe wartości mogą być poprawne w instalacji oddległej od źródła zasilania (np.: duża oddległość od transformatora, rozdzielnic oddziałowej) – co zostało pokazane w **przykładzie 2.** W przypadku rozdzielnic głównej zasilanej bezpośrednio z transformatora (**przykład 1.**) te wartości są inne i zbliżają się do: $I'_{k3} \approx I'_{k1}$. Dlatego też przyjęcie założenia wynikającego z normy PN-EN 61439 ([3],[4]) nie jest podejściem prawidłowym. **W skrajnym przypadku może doprowadzić do zniszczenia w czasie zwarcia powstałego podczas eksploatacji tak wykonanej rozdzielnic.**

Dobór elementów rozdziału energii wewnątrz rozdzielnic zostanie opisany w następnej części artykułu.



literatura
do artykułu na

elektro.info.pl

Parametr prądu zwarciovych	Rozdzielnic główna (RGnn) Przykład obliczeniowy 1		Rozdzielnic oddziałowa (R1) Przykład obliczeniowy 2	
	Wartości obliczone wg wzorów	Wartości wyznaczone wg normy	Wartości obliczone wg wzorów	Wartości wyznaczone wg normy
I'_{k3}	20 005 [A]	20 005 [A]	2 994 [A]	2 994 [A]
I'_{k1}	19 675 [A]	12 003 [A] (60% z 20 005 A)	1537 [A]	1 796 [A] (60% z 2 994 A)
I_{k1min}	15196 [A]	12 003 [A] (60% z 20 005 A)	1223 [A]	1 796 [A] (60% z 2 994 A)

Tab. 3. Porównanie wartości prądów zwarciovych obliczonych w przykładzie 1 i 2 z wartościami wyznaczonymi metodą opisaną w PN-EN 61439 ([3] i [4])

Julian Wiatr, Marcin Orzechowski

PORADNIK PROJEKTANTA ELEKTRYKA

Nakładem Wydawnictwa Grupa MEDIUM w maju 2021 roku zostało opublikowane szóste wydanie „Poradnika Projektanta Elektryka”, autorstwa mgr. inż. Juliana Wiata oraz mgr. inż. Marcina Orzechowskiego. Monografia jest bardzo obszerna i obejmuje 1795 stron treści zasadniczych, na które składa się czternaście rozdziałów głównych, spis literatury, 14 załączników oraz 18 dodatków zgromadzonych w dwóch tomach. We wstępie „Od Autorów” podkreślono istotność opisywanych zagadnień oraz duże zainteresowanie Czytelników poprzednimi wydaniem „Poradnika”, co zdecydowało o wydaniu kolejnym (szóstym), które zostało uaktualnione i rozszerzone w stosunku do poprzedniego wydania z 2012 roku.

W tym wydaniu oprócz uaktualnienia treści, Autorzy zamieścili szereg wymagań w zakresie ochrony przeciwpożarowej, która stanowi jeden z najważniejszych elementów każdego budynku lub obiektu budowlanego. Zaktualizowali również wymagania dotyczące przyłączania odbiorców do sieci elektroenergetycznej i jakości dostarczanej energii elektrycznej, wynikające z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Autorzy przy opracowywaniu „Poradnika” wzięli również pod uwagę cenne uwagi oraz sugestie czytelników, które wpłynęły na ostateczny kształt szóstego wydania. Na uwagę zasługuje dodatek 18, „Elementy fotowoltaiki”, z uwagi na aktualność tematyki. Spis literatury zawiera 326 pozycji, co odpowiada (a nawet przekracza) standardy podobnych monografii. W rozdziale 1 Autorzy przedstawili informacje dotyczące projektu budowlanego i zasad jego uzgadniania. W rozdziale 2 skupili się na istotnym zagadnieniu podstaw zasilania budynków nieprzemysłowych. Rozdział 3 koncentruje się na opisie sieciowych urządzeń zasilających. W rozdziale 4 przedstawili linie elektroenergetyczne niskich i średnich napięć. Rozdział 5 z kolei prezentuje zagadnienie zwarć. Rozdział 6 poświęcono doborowi przewodów



ksiegarnia**techniczna**.com.pl

i ich zabezpieczeń. Cały rozdział 7 to przegląd informacji na temat układów i urządzeń zasilania rezerwowego, awaryjnego i gwarantowanego. Rozdział 8 poświęcono kompensacji mocy biernej. W rozdziale 9 scharakteryzowano zwięźle zasilanie terenu budowy i rozbiórki. Z kolei rozdział 10 to opis zasilania tymczasowego imprezy masowej. Kolejny 11 rozdział to krótki opis wymagań stawianych obiektom budowlanym łączności – zasilanie. Rozdział 12 dotyczy zasilania oświetlenia ulicznego. Obszerny rozdział 13 dotyczy ochrony przeciwporażeniowej (zagadnienia wybrane). Ostatni rozdział 14, również bardzo obszerny, zawiera opis badań instalacji elektrycznych niskiego napięcia (zagadnienia wybrane). Cennym uzupełnieniem tekstu monografii są za-

łączniki oraz dodatki. Cechą pracy jest szerokie spojrzenie na tematykę oraz duża skrupulatność Autorów. Monografia może stanowić cenną pomoc (źródło wiedzy) dla osób zajmujących się w praktyce projektowaniem zasilania obiektów mieszkalnych i użyteczności publicznej – zarówno z sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, jak i z zespołu prądoworczo- go i innych dostępnych na rynku źródeł zasilania. Wymiar monografii jest zdecydowanie praktyczny. Brak jest na rynku krajowym tak obszernego (niemal 2 tysiące stron!) kompendium wiedzy z poruszanych zagadnień w postaci jednej książki.

Tekst dr hab. inż. Paweł Piotrowski,
prof. uczelni, Politechnika Warszawska,
Wydział Elektryczny

ZAMÓWIENIA

✉ eib@ksiegarniatechniczna.com.pl
www.ksiegarniatechniczna.com.pl

☎ tel. 22 512 60 60, -61, -62, -68
faks 22 810 27 42



mgr inż. Karol Kuczyński

Podstawowe wymagania przy projektowaniu rozdzielnic nn i obudów „hermetycznych”

Właściwy dobór wyposażenia rozdzielnic, parametrów znamionowych aparatów i połączeń wewnętrznych zapewni prawidłową pracę rozdzielnic w warunkach normalnych, natomiast w warunkach wystąpienia zakłóceń pozwala minimalizować skutki działania prądów zwarciovych.

W celu prawidłowego doboru urządzeń, szyn zasilających oraz kabli i przewodów należy określić wartości prądów roboczych oraz zwarciovych w miejscu sieci lub instalacji, w której ma być zainstalowana rozdzielnica. Przy szacowaniu prądów znamionowych należy uwzględnić spodziewane prądy robocze.

Wymagania dla rozdzielnic

Obecnie rodzina norm PN-EN 61439 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe* składa się z siedmiu części. PN-EN 61439-1:2011 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne* zawiera postanowienia ogólne dotyczące urządzeń wszystkich odmian. Jednak na podstawie tego arkusza nie można zbudować żadnego urządzenia. PN-EN 61439-2:2011 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziału energii elektrycznej* stanowi normę produktową dla rozdzielnic i sterownic do rozdziału energii elektrycznej (PSC). Należy ją czytać razem z arkuszem 1. Szacuje się, że rozdzielnice i sterownice produkowane według arkusza 2 i 1 stanowią zdecydowaną większość wszystkich urządzeń. PN-EN 61439-3:2012 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 3: Rozdzielnice tablicowe przeznaczone do obsługi przez osoby postronne (DBO)* jest normą produktową dla rozdzielnic tablicowych przeznaczonych do ob-



Fot. Przykład, jak nie powinna być eksploatowana rozdzielnica budowlana fot. JT

sługiwanie przez osoby postronne DBO. PN-EN 61439-4:2013-06 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 4: Wymagania dotyczące zestawów przeznaczonych do instalowania na placu budowy (ACS)* zawiera wymagania dotyczące zestawów rozdzielnic przeznaczonych do instalowania na placu budowy. PN-EN 61439-5:2015-02 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 5: Zestawy do dystrybucji mocy w sieciach publicznych* jest normą produktową dla urządzeń do dystrybucji mocy w sieciach publicznych. Każdą część (-2, -3, -4, -5) należy czytać łącznie z częścią 1. Dodatkowo PN-EN 61439-6:2013-03 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 6: Systemy przewodów szynowych* dotyczy systemów przewodów szynowych. Siódma część normy dotyczy specjalnych wykonawstw rozdzielnic, w tym stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Jest dostępna w języku angielskim, jako norma PN-EN IEC 61439-7:2020-

10 E *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 7: Rozdzielnice do specjalnych zastosowań, takich jak: mariny, kempingi, place targowe oraz stacje ładowania pojazdów elektrycznych*. Mamy nadzieję, że w krótkim czasie zostanie ona przetłumaczona na język polski, co ułatwi powszechne korzystanie z jej treści.

Natomiast część 0 (EN 61439-0) nie została do tej pory wprowadzona do zbioru polskich norm. Można powiedzieć, że wszystkie części normy PN-EN 61439 zostały zredagowane w duchu praktycznego realizmu: stawiają wymagania, ale liczą się z możliwościami ich spełnienia [2]. Przede wszystkim oficjalnie definiuje oryginalnego producenta (ang. *original manufacturer*), przypisując mu odpowiedzialność za jakość i deklarowane wyniki badań typu odnoszące się do jego dostaw.

Za projekt i realizację konkretnego kompletnego urządzenia odpowiada producent wyrobu

finalnego, który najczęściej jest jego wytwórcą. Jeśli wytwórca dokona w pozyskanej obudowie lub konstrukcji zmian lub rozszerzeń na tyle istotnych i wpływających na działanie urządzenia, to ponosi odpowiedzialność za te zmiany i ich konsekwencje. Jednak ingerencja wytwórcy nie znosi całkowicie odpowiedzialności „original manufacturer”, który nadal odpowiada za pozostałe walory swoich dostaw, nienaruszone zmianami wytwórcy [2].

Drugą procedurą, która znalazła się w normie 61439, jest weryfikator projektu „design verification”, który nie jest pakietem fizycznych badań laboratoryjnych, jak to ma miejsce w przypadku badań typu. Pod rządami normy PN-EN 61439 pojęcie badań typu nadal funkcjonuje w swej klasycznej formule i odnosi się przede wszystkim do zadań i odpowiedzialności „original manufacturerów”. Natomiast procedura „design verification” jest weryfikacją wykonanej dokumentacji techniczno-technologicznej urządzenia pod kątem poprawności doboru komponentów (w tym konstrukcji) i technologii, które mają zapewnić spełnienie przez urządzenie wszystkich wymagań normy. „Design verification” to swoiste badania literackie, studia nad dokumentacją, by punkt po punkcie upewnić się o prawidłowym projektowaniu lub zgłaszać zastrzeżenia. Procedurę trzeba przeprowadzać dla każdego urządzenia (każdej serii identycznych urządzeń) i obowiązek ten spoczywa zawsze na wytwórcy finalnym [2]. Wokół procedury „design verification” narosło wiele nieporozumień, spowodowanych m.in. bardzo niefortunnym przetłumaczeniem nazwy tej procedury w polskojęzycznej edycji normy PN-EN 61439 jako „weryfikacja konstrukcji”. Skoro to ma być weryfikacja konstrukcji, to obowiązek jej wykonania można przerzucić na dostawcę konstrukcji, czyli „original manufacturer” – kombinując niektóre. A doradcy niektórych „original manufacturerów” naginają rzeczywistość i nieuczciwie zachęcają: kupcie naszą konstrukcję, a my za was zrobimy „design verification” [2].

Niestety jest to nieprawdą. Choćby dlatego, że w specyfikacji sprawdzeń poszczególnych części normy PN-EN 61439 (-2, -3, -4, -5) występują trzy punkty dotyczące wyposażenia i wewnętrznych połączeń konkretnego urządzenia (punkty 10.6, 10.7, 10.8), a takiej wiedzy „original manufacturer” po prostu nie ma. Procedurę „design verification” musi wykonywać wytwórca, jednak wyniki badań typu pochodzące od „original manufacturer” mogą w tej pracy bardzo pomóc. Procedura „design verification” powinna poprawnie nazywać się weryfi-

kacją projektu lub weryfikacją projektową. Rozdział 10 normy zawiera specyfikację dwunastu sprawdzeń oraz trzy honorowane metody, poprzez które można sprawdzenia wykonywać. Przy czym nie wszystkie metody mogą być stosowane do każdego sprawdzenia [2].

Obudowy „hermetyczne”

Obudowy rozdzielnic spełniające wymagania normy PN-EN 60529-2003P+AC:2020-01P określane mianem szczelnych rozdzielnic elektrycznych coraz częściej towarzyszą nam nie tylko na budowie i w zakładach przemysłowych, gdzie w trudnych warunkach środowiskowych mają zapewnić bezpieczeństwo użytkownikom oraz osobom postronnym. Przykładami takich zastosowań mogą być złącza zasilające budynki, obudowy zawierające układy sterujące pracą pomp, obudowy stacji ładowania i inne. Od tego typu obudów wymaga się, aby były one odporne na otaczające warunki środowiskowe, w tym słońce oraz wnikanie do środka wilgoci. Parametrem wyznaczającym odporność danej obudowy na te czynniki jest stopień ochrony IP określony zgodnie z normą PN-EN 60529:2003 P + AC:2020-01 P. Urządzenia elektryczne instalowane na zewnątrz budynków powinny mieć stopień ochrony zapewniany przez obudowę co najmniej IP65. Natomiast zgodnie z PN-EN 50102:2001 P stopień odporności danej obudowy elektrycznej na uszkodzenia mechaniczne określa stopień IK – przed wandalizmem co najmniej IK09. Obudowy tego typu wykonywane są najczęściej z tworzywa zbrojonego włóknem szklanym odpornego na działanie UV lub metalowe w I klasie ochronności. Dostępne są również obudowy metalowe wykonane w II klasie ochronności, które pokryte są specjalną certyfikowaną warstwą elektroizolacyjną.

Należy pamiętać, że norma PN-EN 61439-1 definiuje rozdzielnice/sterownice niskonapięciowe jako zestawy rozdzielcze zbudowane z jednego lub większej liczby łączników niskonapięciowych, wraz ze współpracującym wyposażeniem sterowniczym, pomiarowym, sygnalizującym i zabezpieczającym. Uwzględnia również wszystkie wewnętrzne połączenia elektryczne i mechaniczne oraz części konstrukcyjne. W porównaniu z poprzednią serią norm PN-EN 60439, nowa norma podnosi wymagania konstrukcyjne, reguluje sposób wykonania

i jasno określa kwestie dotyczące użytkowników mających dostęp do rozdzielnic [3].

Norma PN-EN 61439 podzielona została w sposób przyjazny dla użytkownika, a jej wymogi praktycznie wyjaśnione poprzez podanie odpowiednich wskazówek i zaleceń. Norma podstawowa to PN-EN 61439-1:2011 P wraz z bezpłatnymi poprawkami Ap1:2019-03P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne*. W normie tej podano warunki eksploatacji, wymagania konstrukcyjne, cechy techniczne oraz badania dotyczące zestawów rozdzielnic i sterownic niskonapięciowych stacjonarnych lub przenośnych, w obudowach i bez obudów, przeznaczonych do pracy przy napięciu znamionowym nieprzekraczającym 1000V prądu przemiennego lub 1500V prądu stałego, w systemach wytwarzania, przesyłu, rozdziału i przekształcania energii elektrycznej oraz w systemach sterowania urządzeniami zasilanymi energią elektryczną, w warunkach specjalnych (na statkach, w pojazdach szynowych, w urządzeniach dźwigowych, w atmosferach zagrożonych wybuchem) oraz do zastosowań powszechnego użytku (do obsługi przez osoby niewykwalifikowane), a także jako wyposażenie elektryczne maszyn [3].

Połączenia w rozdzielnicach

Wzrost wartości prądów i napięć znamionowych oraz prądów zwarciovych w rozdzielnicach i układach zasilających urządzenia elektryczne stawia coraz większe wymagania torom prądowym i układom zestykowym. Każdy aparat pracujący w systemie elektroenergetycznym ma tor prądowy oraz układ zestykowy. Przepływ prądu ciągłego powoduje nagrzewanie się toru prądowego i zestyków do temperatury, która nie powinna przekraczać wartości dopuszczalnej. Należy przy tym zauważyć, że dopuszczalna temperatura powinna być co najmniej równa dopuszczalnej temperaturze samego toru prądowego, a o obciążalności długotrwałej najczęściej decyduje układ zestykowy. W warunkach zwarciovych tory prądowe oraz zestyki podlegają dodatkowemu nagrzewaniu oraz narażeniom elektrodynamicznym [4, 5].

Jednym z najważniejszych parametrów charakteryzujących zestyki jest struktura powierzchni stykności. Ze względu na kształt powierzchni stykowych zestyki dzielimy na punktowe, liniowe i powierzchniowe. Jednak w rzeczywistości stykność dwóch ciał nigdy nie następuje w jednym punkcie, wzdłuż linii lub jednolitej powierzchni geometrycznej. Dla-

^{*)} Określenie powszechnie funkcjonujące w języku potocznym – oznacza obudowę o wysokiej szczelności zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 60529P+AC:2020-01P.

tego też zestyk punktowy jest to zestyk, w którym styczność elektryczna odbywa się na powierzchni o bardzo małym promieniu. Zestyk liniowy jest to zestyk, w którym styczność rzeczywista odbywa się na kilku małych powierzchniach ułożonych w przybliżeniu wzdłuż pewnej linii prostej. Natomiast zestyk powierzchniowy jest to zestyk, w którym styczność pozorna następuje na powierzchni wynikającej z geometrycznych wymiarów styków, a styczność rzeczywista na wielu małych powierzchniach dowolnie usytuowanych w obrębie pozornej powierzchni styczności [5].

Rezystancja zestykowa jest zmienna w czasie ze względu na utlenianie się powierzchni styków. Proces ten jest dodatkowo przyspieszony podwyższoną z reguły temperaturą. Rzeczywista powierzchnia styczności jest sumą powierzchni zestyków punktowych. Wielkość rzeczywistej powierzchni styczności zależy od twardości materiału, rodzaju i dokładności obróbki powierzchni styczności styków. Suma powierzchni styczności stref, w których grupują się mikronierówności związane z falistością powierzchni styczności styków, tworzy tzw. konturową powierzchnię styczności [5].

W zależności od wartości siły docisku zestyków, mikropowierzchnie ulegają odkształceniu sprężystemu lub plastycznemu. W zestykach na prądy znamionowe powyżej kilkuset amperów z uwagi na wymaganie małej rezystancji na ogół stosowane są znaczne siły docisku powodujące odkształcenia plastyczne mikropowierzchni. Przy danej sile docisku styków F o liczbie mikropowierzchni styczności decyduje tzw. twardość stykowa α_{HB} materiału styków zgodnie z zależnością opartą na założeniu odkształcenia plastycznego w miejscu styczności [3, 4]:

$$\alpha \cdot HB = F / (n \cdot \pi \cdot r_p)$$

gdzie:

n – liczba powierzchni styczności, w [-],

r_p – promień zastępczy kołowej powierzchni styczności, w [m],

HB – twardość materiału styków wg Brinella lub Vickersa (np. dla styku Cu-Cu: $HB = (3-7)10^8 \text{ N/m}^2$), α – współczynnik twardości stykowej materiału, zależny od mikrostruktury powierzchni styczności (przyjmuje się $\alpha = 0,5-0,7$), w [-], F – siła docisku styków, w [N].

I Rezystancja zestykowa

Rezystancja zestykowa jest podstawowym parametrem charakteryzującym zestyk i decydującym o jego obciążalności prądowej ciągłej

i zwarciowej dla całego toru prądowego. Rezystancję zestykową R_z można wyrazić wzorem [4, 5]:

$$R_z = R_L + R_p$$

gdzie:

R_L – rezystancja połączonych styków płaskich o długości zakładki L , w [Ω],

R_p – rezystancja przejścia będąca sumą rezystancji przewężenia przekroju związaną z mikrostrukturą powierzchni styku oraz rezystancji warstw nalotowych o grubości kilkudziesięciu nanometrów, zwykle z tlenków metali o właściwościach izolacyjnych.

Rezystancję zestykową można też wyznaczyć się z empirycznego wzoru [4, 5]:

$$R_z = c \cdot \rho / (0,1 \cdot F)^m$$

gdzie:

ρ – rezystywność materiału styków, w [Ωm],

c – stała zależna od własności materiału styków, stanu ich powierzchni itp.,

m – stała zależna od rodzaju styku (powierzchniowy $m = 1$, liniowy $m = 0,7$, punktowy $m = 0,5$).

W wyniku nierównomiernego rozptywu prądu w obszarze połączonych szyn rezystancja R_L zależy od stosunku długości zakładki L do grubości styku t . Uwzględnia to współczynnik zagęszczenia strug prądowych e , którego wartość określa się z zależności [4, 5]:

$$e = R_L / R_B = R_L (w/p) (1/(L/t))$$

gdzie:

R_L – rezystancja połączonych styków płaskich o długości zakładki L , w [Ω],

R_B – rezystancja pojedynczego odcinka szyny przy długości zakładki L , w [Ω],

w – szerokość szyny, w [m],

L – długość zakładki, w [m],

t – grubość styku, w [m].

Obliczeń rezystancji warstw w praktyce się nie wykonuje ze względu na znaczne trudności metrologiczne związane z wyznaczeniem ich grubości; wpływ zaś ich na rezystancję zestykową jest bardzo duży. Utlenianie się styków może powodować wielokrotne powiększanie się rezystancji zestykowej. Jest to spowodowane bardzo dużą rezystywnością tlenków metali przewodowych [5].

W przypadku połączeń śrubowych szyn wartość rezystancji przejścia R_p zależy od liczby śrub łączących szyny oraz od technologii wykonania otworów. Szczególne znaczenie ma deformacja powierzchni styczności przy otworach. Rezystancję przejścia możemy policzyć z zależności [4, 5]:

$$R_p = (\rho \cdot \pi \cdot S_m \cdot HB) / (0,2 \cdot b \cdot F)$$

gdzie:

S_m – średnia odległość nierówności profilu powierzchni styczności, w [m],

b – liczba śrub mocujących szyny, w [-].

I Podsumowanie

Każde połączenie dwóch przewodników charakteryzuje się rezystancją zestykową. W rozdzielnicach o prądach znamionowych powyżej kilkuset amperów projektanci coraz częściej nie tylko dobierają przekroje szyn i połączeń do płynących prądów, ale również zwracają uwagę na maksymalne zmniejszenie rezystancji zestykowych przez przewymiarowanie przekrojów i dobór aparatów dostosowanych do łączenia większych prądów. Należy pamiętać, że rezystancja zestykowa nie ma stałej wartości w czasie ze względu na utlenianie się powierzchni styków, a przyrost jej jest tym większy, im wyższa jest temperatura pracy zestyków. Wraz ze wzrostem temperatury zestyku i grubości warstwy nalotowej wzrasta natężenie pola elektrycznego w warstwie nalotowej, co prowadzi do jej przebicia [5]. Przy dostatecznie dużej grubości warstwy nalotowej przebicie może nie nastąpić i temperatura zestyku może wzrosnąć i przekroczyć dopuszczalne granice powodując upalenie się połączenia.

I Literatura

1. J. Wiatr, M. Orzechowski, Poradnik projektanta elektryka, Grupa MEDIUM, Warszawa 2021.
2. A. Solski, Polska rozdzielnica na europejskim rynku, „elektro.info”, nr 1–2/2020.
3. K. Kuczyński, Rozdzielnice nn stosowane w budynkach oraz na terenie budowy, „elektro.info”, nr 1–2/2018.
4. S. Kulas, Tory prądowe i układy zestykowe, OWPW, Warszawa 2008,
5. K. Kuczyński, Rozdzielnice nn i ich wyposażenie – wprowadzenie do układów zestykowych, „elektro.info”, nr 1–2/2013.
6. J. Wiatr, Zasilanie budynków w energię elektryczną w warunkach normalnych a zasilanie w warunkach pożaru, „elektro.info”, nr 7–8/2019.

ABSTRACT

Basic Requirements in the Design of LV Switchgears and Hermetic Enclosures

The article discusses the basic requirements for low voltage switchgear. Draws attention to the basic dependencies for contact systems.

Keywords: LV switchgear, hermetic enclosures.

PRE
EDWARD BIEL



Zapraszamy do zapoznania się z nowymi katalogami produktów PRE Biel oraz EVB24 do pobrania na naszej stronie

Producent

Stacji i rozdzielnic SN

Rozdzielnic nN

Stacji ładowania pojazdów EVB

Obudów w II klasie ochronności

KONTAKT:

Edward Biel
32-060 Liszki
Piekary 363 k. Krakowa
tel./faks: +48 12 429 73 43
biuro@prebiel.pl

www.prebiel.pl, www.evb24.pl

PRE Edward Biel od początku swojej działalności zajmuje się produkcją rozdzielnic i szaf niskiego napięcia, przeznaczonych dla energetyki zawodowej, infrastruktury publicznej, budownictwa oraz przemysłu. W naszej ofercie można znaleźć produkty i rozwiązania techniczne o szerokim profilu zastosowania. Wykonujemy zamówienia standardowe oraz te spoza naszego katalogu, starając się tym samym zaspokoić coraz większe wymagania Klientów. Prowadzimy prefabrykację rozdzielnic w wielu systemach znanych producentów. Wykonujemy usługi w zakresie prefabrykacji rozdzielnic i szaf sterowniczych na indywidualne życzenie Klienta.

W NASZEJ OFERCIE MAMY M.IN.

- Stacje SN transformatorowe betonowe i metalowe,
- Złącza Kablowe SN,
- Rozdzielnice SN – RSS w izolacji powietrznej z polem wyłącznikowym,
- Rozdzielnice GPZ,
- Rozdzielnice Wewnętrzne nN – RWT,
- Rozdzielnice Słupowe nN – RST,
- Tablice Licznikowe TLP,
- Stacje Ładowanie Pojazdów – EVB – AC i DC do 450 kVa,
- Rozdzielnice Budowlane RB,
- Rozdzielnice modułowe TROX i TROY,
- Rozdzielnice przemysłowe do 4000A,
- Drzwi osłonowe,
- Obudowy do IP 66,
- Obudowy ognioochronne FIREBOX,
- Obudowy REM 2 (aluminiowe w II klasie ochronności i złącza)

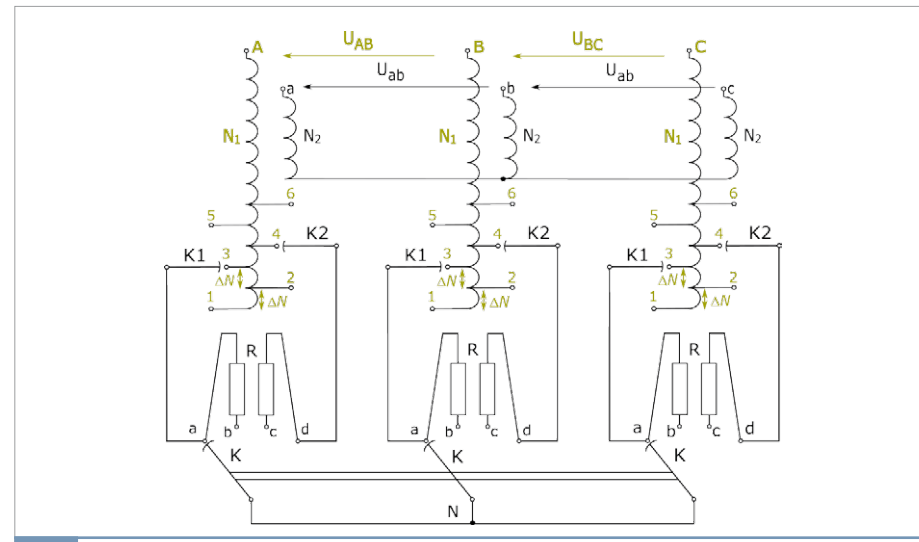
Regulacja napięcia w transformatrach rozdzielczych sieci nn

Z dużym nasyceniem OZE oraz niesymetrycznych odbiorników jednofazowych

Rozwój sieci elektroenergetycznej w obecnych czasach jest bardzo dynamiczny i wiąże się z wprowadzaniem dużej ilości odnawialnych źródeł energii. Dynamika rozwoju zapotrzebowania została opisana w [1], gdzie wykazano, jak kształtuje się i jak będzie się kształtował ten rynek w przyszłości. W artykule ograniczono się do zagadnienia zasilania odbiorników przyłączonych do sieci nn, które zasilane są przez transformatory SN/nn. Do sieci tych przyłączane są układy fotowoltaiczne. Brak dopasowania generatora PV do sieci powoduje odłączenie falownika.

Na podstawie opracowań, w tym literatury krajowej i światowej, wiadomo, że obecnie metoda regulacji napięcia w transformatrach rozdzielczych SN/nn bazuje na mechanicznym podobciążeniowym przełączniku zaczepów (od strony GN i DN). Zakres regulacji napięcia przełączników po stronie GN, w zależności od konstrukcji, to $\pm 10\%$ w maksymalnie 9 krokach. W przypadku regulacji po stronie DN, zakres regulacji wynosi 3 kroki – dla obecnie stosowanych rozwiązań, lub znacznie więcej, dla rozwiązania proponowanego przez autora, a opisanego w między innymi w publikacjach [10, 11].

Istnieją także projekty dla transformatorów z regulacją po stronie GN, w których zamiast przełącznika mechanicznego, stosuje się łączniki energoelektroniczne, w których wybierak, lub wybierak i przełącznik mocy, są zastąpione przez zawory półprzewodnikowe [2]. Problemem tego typu rozwiązań jest zastosowanie przełącznika do transformatora suchego. Istnieją rozwiązania regulacji napięcia pod obciążeniem dla transformatorów rozdzielczych SN/nn



Rys. 1. Podciążeniowy przełącznik zaczepów transformatora [10]

niem dla transformatorów rozdzielczych SN/nn suchych, jednak wymaga to dobudowania do transformatora specjalnej szafy z podobciążeniowym przełącznikiem zaczepów. Jest to rozwiązanie drogie i wymaga sporo dodatkowego miejsca. Rozwiązania oparte o podobciążeniowy przełącznik zaczepów mają ograniczenie w postaci zakresu regulacji (klasyczne rozwiązanie to 5 pozycji, bardziej rozbudowane to 9), oraz powodują zwiększenie strat. Taki zakres regulacji jest wystarczający, jeśli w sieci nn nie ma dodatkowych źródeł energii (np. fotowoltaiką, wiatrak itp.). Dodatkowo, w przypadku występowania w sieci nn źródeł jednofazowych, takich jak przydomowe ładowarki samochodowe, powstają asymetrie napięcia fazowego i międzyfazowego, których kompensacja jest utrudniona.

Prosumencka sieć nn charakteryzuje się odbiornikami, które wprowadzają duże wahania

napięcia. Wahania takie są niedopuszczalne, z uwagi na wartości znamionowe napięć odbiorników. Źródła dostarczające energię do sieci – przede wszystkim panele fotowoltaiczne, ale również wiatraki, produkują energię tylko w sprzyjających okolicznościach, (wyłącznie w dzień, gdy jest odpowiednie nasłonecznienie – fotowoltaiką, gdy wieje wiatr – wiatrak). Nie da się określić, jaka będzie ilość wytwarzanej energii w cyklu dobowym, szczególnie że producenci mogą energię wykorzystywać na swoje potrzeby, a do sieci dostarczać nadwyżkę. Odbiorniki pobierające energię z sieci, to poza domami, galeriami handlowymi, także prężnie rozwijające się stacje ładowania samochodów oraz przydomowe ładowarki samochodów oraz przydomowe ładowarki są budowane na stacjach benzynowych, galeriach handlowych itp. Każda z takich ładowa-

rek to od kilkunastu kW do nawet 50 kW (są rozwiązania w innych krajach UE, w których moc pojedynczej ładowarki dochodzi do 100 kW). Wprowadzając one do sieci poza zakłóceniami harmonicznymi, również wahania napięcia. Innym problemem są ładowarki tzw. przydomowe, o mocy do 3,5 kW, którymi samochody są ładowane przez całą noc. Odbiorniki takie, z racji jednofazowej konstrukcji, wprowadzają znaczną asymetrię w napięciach dla poszczególnych faz sieci. Jak podają publikacje PTPIREE [3] i Ensto [4], rozwój elektromobilności w krajach UE jest i będzie bardzo dynamiczny w najbliższych latach. Jak podaje literatura, asymetrię obciążenia poszczególnych faz można ograniczać poprzez zastosowanie specjalnych transformatorów symetryzujących [4], włączanych pomiędzy stroną DN transformatora rozdzielczego a odbiornikami. Wymaga to jednak zmiany infrastruktury sieci – np. dodatkowych rozdzielni.

Analizując dobowe średnie obciążenie w sieci nn [5], okazuje się, że obciążenie narasta w okresie dobowym, z trzema maksymalnymi wartościami około godziny 9, później rośnie nadal do ok. 13, a następnie wzrasta do maksimum około godziny 20. Taki stan obciążenia jest bardzo trudno skompensować lub wręcz jest to niemożliwe (zważywszy na zakres regulacji obecnie produkowanych transformatorów i ich układów regulacji napięcia pod obciążeniem). Wiele transformatorów SN/nn jest wyposażona w bezobciążeniowe przełączniki napięcia (transformatory olejowe) lub mają odcepły regulacyjne po stronie GN (transformatory suche), które co prawda umożliwiają regulację napięcia, jednak wymaga to wyłączenia transformatora z eksploatacji na czas zmiany zacze- pu. Jest to poważny problem logistyczny dla obsługi stacji, gdyż każdorazowo wymaga to przyjazdu obsługi na daną stację czy rozdzielnię, aby zmienić zacze- p transformatora. Taka sytuacja z punktu widzenia regulacji napięcia jest niedopuszczalna, gdyż poza sporymi kosztami związanymi z regulacją napięcia, nie zapewnia żadnej wystarczającej dynamiki utrzymania stałej wartości napięcia w sieci nn.

Istnieje inna koncepcja rozwiązania problemu wahań napięcia w sieci zawierającej źródła rozproszone polegająca na wpływaniu na parametry mocy wydawanej przez same źródła. Polega to na zdalnym sterowaniu układami przekształtnikowymi wprowadzającymi moc do sieci nn. Odpowiednio zmienia się parametry napięcia, tak aby źródło nie powodowało jego znaczącego zwiększenia. Takie rozwiązanie w naturalny

sposób zmniejsza udział źródeł odnawialnych w całkowitym bilansie energii sieci nn.

W dalszej części artykułu omówiona zostanie regulacja napięcia w sieci nn poprzez transformatory z regulacją napięcia pod obciążeniem.

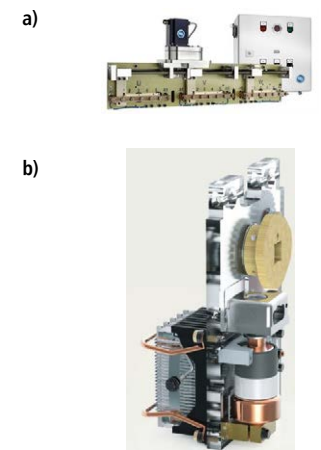
Regulacja napięcia w transformatrach rozdzielczych wyposażonych w podobciążeniowy przełącznik zaczepów

Transformatory rozdzielcze (grupa III i IV) wg [6] stanowią największą grupę transformatorów, znaczącą w systemie energetycznym pod względem łącznej mocy znamionowej. Jednak nie zapewniają one możliwości regulacji napięcia pod obciążeniem, gdyż wyposażone są w przełączniki bezobciążeniowe, które w celu zmiany wartości napięcia, wymagają każdorazowego odłączenia jednostki z zasilania. Alternatywnym rozwiązaniem jest zastosowanie transformatora rozdzielczego wyposażonego w podobciążeniowy przełącznik zaczepów. Regulacja napięcia w takim transformatorze jest realizowana podobnie jak w transformatorze z beznapięciowym przełącznikiem zaczepów, jednak dzięki odpowiedniej konstrukcji przełącznika [8] można ją realizować bez odłączenia transformatora z sieci.

Istnieje kilka rozwiązań firmowych przełączników napięcia pod obciążeniem. Wszystkie one bazują na włączaniu, w czasie przełączania zacze- pów, w obwód przełączanych uzwojeń rezystancji [7, 8]. Zadaniem rezystancji R jest eliminacja przepięć w trakcie procesu przełączania poprzez zapewnienie ciągłości prądu w uzwojeniu. Na rysunku 1. przedstawiono schemat elektryczny przełącznika zaczepów umożliwiającego regulację napięcia strony GN pod obciążeniem.

Przełącznik zaczepów każdej fazy uzwojenia, przedstawiony na rysunku 1., składa się z trzech sprzężonych mechanicznych łączników: K, K1, K2. Łącznik K ma styki wydłużone tak, że przy przełączaniu zacze- pu stale łączy koniec faz uzwojenia A, B, C z punktem „0”. Zmieniając zacze- p uzwojenia łącznik K styka się kolejno: pozycja wyjściowa zacisk „a”, zaciski „a-b”, „b-c” i „c-d” i pozycja końcowa zacisk „d”. Zmiana położenia łącznika K z zacisku „a” na „d” zachodzi w czasie kilkudziesięciu milisekund, a więc bardzo szybko. Położenie łącznika K na zacisku „a” bądź „d” jest położeniem stałym po zmianie zacze- pu transformatora.

Zastosowanie podobciążeniowego przełącznika zaczepów, w transformatorze rozdzielczym stwarza kilka problemów:



Rys. 2. Podciążeniowy przełącznik zaczepów a) oraz styk ruchomy z próżniową komorą b) [9]



Rys. 3. Zamontowany podobciążeniowy przełącznik zaczepów na transformatorze [9]

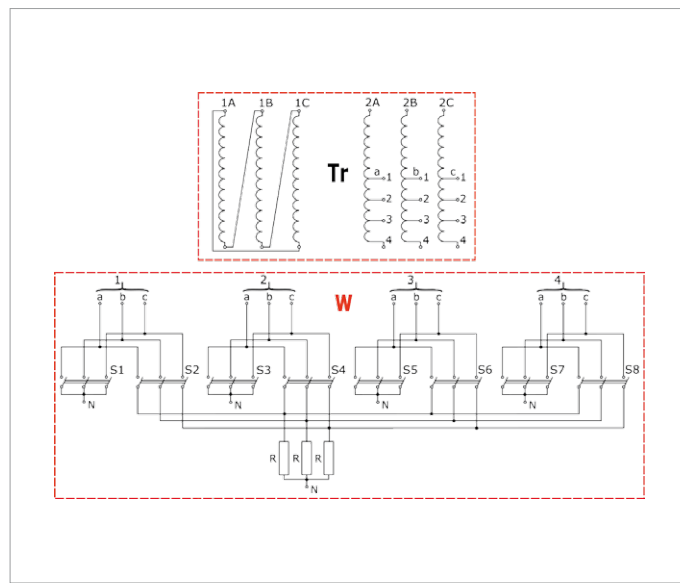
a) jest on umieszczony wewnątrz kadzi transformatora (zazwyczaj nad rdzeniem), zatem transformator taki jest wyższy;

b) proces przełączania zacze- pów powoduje palenie się łuku na łącznikach K, K1 i K2 w trakcie procesu przełączania – co skutkuje degradacją oleju oraz styków łączników;

c) przełącznik wymaga przeglądów okresowych, a jego awaria powoduje konieczność otwarcia transformatora, co wpływa na stan układu izolacyjnego.

d) koszt transformatora z klasycznym podobciążeniowym przełącznikiem jest większy w porównaniu do transformatora bez regulacji lub z regulacją beznapięciową.

Ograniczenia związane z punktami b i c rozwiązuje się obecnie poprzez zastosowanie próżniowych komór gaszących łuk. Dzięki takiemu rozwiązaniu, styki ruchome, a co za tym idzie łuk w trakcie procesu przełączania, nie mają bezpośredniej styczności z olejem. Rozwiązania takie proponują firmy MR Reinhausen oraz Ormazabal. Dzięki nim trwałość podobciążeniowych przełączników zaczepów jest porównywalna z trwałością transformatora. Problemem jest jednak cena takiego rozwiązania.



Rys. 4. Stycznikowy analog przełącznika zacze- pów z rysunku 1. rys. T. Mnich

Stycznikowa regulacja napięcia w transformatorach rozdzielczych

Zastosowanie do regulacji napięcia pod obciążeniem układu stycznikowego w znaczący sposób eliminuje szereg niedogodności związanych z kosztami i eksploatacją obecnie stosowanych przełączników podobciążeniowych. W tym rozwiązaniu zespół regulacyjny znajduje się na zewnątrz transformatora, dzięki czemu nie ma konieczności wyjmowania z kadzi części aktywnej, zarówno w trakcie przeglądów, jak i w przypadku awarii. Koszt samego elementu wykonawczego, a co za tym idzie całego transformatora, jest znacznie niższy, ewentualne naprawy są również tańsze (wymiana pojedynczego stycznika). Układ montowany jest z boku kadzi, dzięki czemu nie rośnie wysokość transformatora [10].

Schemat takiego układu, będącego pewną modyfikacją układu przedstawionego na **rysunku 1.**, jest przedstawiony na **rysunku 4.** Różnica polega na tym, że regulacja realizowana jest po stronie DN. Układ ma cztery zacze- py. Liczba zacze- pów może być większa lub mniejsza. Każdemu zacze- powi są przyporządkowane dwa styczniki. Jeden stycznik włącza rezystory, a drugi stycznik na tym samym zacze- pie je zwiera. Załóżmy, że transformator pracuje na zacze- pie „2” i należy przełączyć go na zacze- pie „3”. Sekwencja działania styczników jest następująca: włączamy S4, wyłączamy S3, włączamy S6, wyłączamy S4, włączamy S5, wyłączamy S6. Działania te powodują:

- załączenie stycznika S4 i wyłączenie stycznika S3 powoduje zwarcie zacze- pów „2” rezystorami,
- załączenie stycznika S6 zwiera zacze- py „3” rezystancją,

- wyłączenie stycznika S4 i załączenie stycznika S5 powoduje zwarcie zacze- pów „3”,
- wyłączenie stycznika S6 kończy operację zmiany zacze- pu.

Zachowując podaną sekwencję załączania i wyłączania styczników można przełączać zacze- p na dowolny inny zacze- p. Cała operacja przełączenia zacze- pów powinna trwać możliwie krótko, nie dłużej niż 1s. Włączanie rezystancji zabezpiecza ciągłość przepływu prądu i niweluje przepięcia łączeniowe.

Rozwiązanie to zapewnia podobne możliwości do obecnie stosowanych transformatorów rozdzielczych z regulacją napięcia pod obciążeniem, jedną z jego zalet jest to, że zakres regulacji może być znacznie szerszy. Należy jednak zaznaczyć, że ograniczeniem tego typu konstrukcji jest fakt, że zacze- py regulacyjne należy wyprowadzić na zewnątrz transformatora, co nieco zwiększa koszty produkcji. Jednak z uwagi na to, że regulacja jest po stronie niskiego napięcia, nie nastręcza to trudności technicznych, szczególnie pod względem izolacyjnym.

Alternatywnym rozwiązaniem do przedstawionego na **rysunku 4.** jest to, w którym w jednej kadzi umieszcza się, oprócz transformatora głównego Tr, dodatkowy transformator, zwany transformatorem dodatkowym.

Transformator dodatkowy Td ma uzwojenie pierwotne podzielone na dwie identyczne sekcje 1 i 2, a uzwojenie wtórne 3 jest włączone w obwód uzwojenia pierwotnego 4 transformatora głównego Tr. Regulacja napięcia wyjściowego transformatora głównego Tr, odbywa się poprzez przełączanie sekcji 1 i 2 uzwojenia pierwotnego transformatora Td. Sekcje 1 i 2 są

łączone szeregowo bądź równolegle i są zasilane z uzwojenia wtórnego 5 transformatora głównego Tr. Odpowiednie dopasowanie liczby zwojów uzwojenia pierwotnego i wtórnego transformatora Td umożliwi kilkukrotne zmniejszenie prądu w przełączanym uzwojeniu transformatora Td w stosunku do prądu w uzwojeniu transformatora Tr. W uzwojeniach transformatora głównego Tr nie ma żadnych przełączeń i w czasie przełączania nie zakłóca się napięcie u odbiorców.

Układy tego typu mogą mieć uzwojenia łączone na wiele sposobów. Pełny opis rozwiązania zawarto w [10, 11].

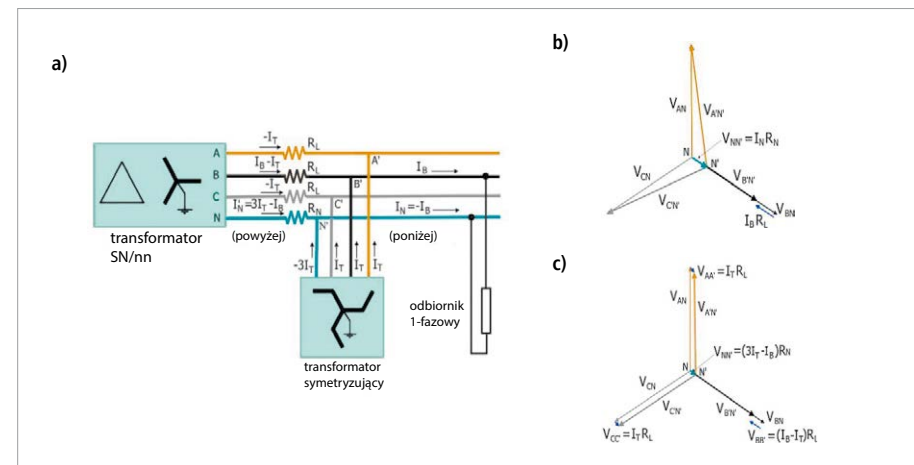
Koncepcja transformatora wraz ze sposobem regulacji napięcia, w której regulację napięcia realizowano poprzez układ stycznikowy została już wykonana i była przedmiotem badań laboratoryjnych. Jest to transformator rozdzielczy 470 kVA. Rozwiązanie to jest objęte trzema przyznanymi patentami (P.426587, P.426589, P.433683) oraz dwoma zgłoszonymi (433684, P.426640), a także trzema wnioskami racjonalizatorskimi. Autor artykułu jest współautorem patentów oraz wniosków.

Omówione powyżej metody regulacji napięcia w sieciach nn, w których występują wahania napięcia, związane z pracą podłączonych do nich źródeł odnawialnych oraz odbiorników jednofazowych, takich jak samochodowe ładowarki przydomowe, rozwiązują jedynie problem wahań napięcia. Kolejnym problemem, który istnieje w takich sieciach, jest asymetria napięć fazowych i międzyfazowych. Tego problemu nie da się rozwiązać poprzez zastosowanie transformatora z podobciążeniową regulacją napięcia. Wymaga to odpowied-

niej konstrukcji uzwojenia DN które musi być połączone w zygzak. Transformatory z takimi uzwojeniami co prawda kompensują asymetrię obciążenia, jednak są znacznie droższe oraz dodatkowo, w trakcie normalnej pracy ich obwody magnetyczne nie są w pełni wykorzystane. Alternatywą do wymiany istniejącego transformatora rozdzielczego na taki, w którym uzwojenie DN jest połączone w zygzak, jest umieszczenie w linii nn tzw. transformatora symetryzującego.

Kompensacja asymetrii napięcia w sieciach nn – transformator symetryzujący

W ostatnich latach nastąpił gwałtowny wzrost problemów z utrzymaniem prawidłowych parametrów napięcia zasilającego w sieciach nn, takich jak poziomy i asymetria napięć fazowych, zapady napięcia, migotanie światła, udział wyższych harmonicznych. Jednym ze sposobów kompensacji asymetrii prądów i napięć w sieciach nn zasilających jednofazowe odbiorniki i odnawialne źródła energii jest zainstalowanie pomiędzy dolną stroną transformatora rozdzielczego a odbiornikiem (grupą odbiorników) tzw. transformatora symetryzującego. Transformator



Rys. 6. Kompensacja asymetrii prądów i napięć za pomocą transformatora symetryzującego: a) włączenie transformatora, gwiazda napięć przed włączeniem transformatora symetryzującego b) oraz po włączeniu c) [12]

symetryzujący jest to trójfazowy transformator o układzie połączeń uzwojeń w zygzak, który przyłącza się równolegle w wybranym miejscu sieci [12, 13]. Na **rysunku 6.** przedstawiono miejsce włączenia transformatora symetryzującego w sieci nn, oraz metodę kompensacji asymetrii prądów i napięć.

Rozwiązanie takie nie wymaga instalowania w transformatorze przełącznika zacze- pów, jednak wymaga dodatkowego transformatora

który jest instalowany w dodatkowej rozdzielni, lub na słupie, jeśli infrastruktura sieci dopuszcza taką możliwość. Podnosi to koszty instalacji nn.

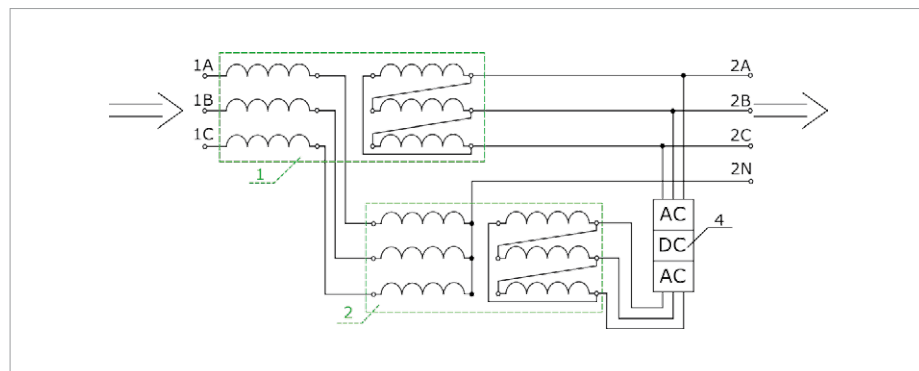
Omówione powyżej sposoby regulacji napięcia w sieciach SN/nn są znane od dawna, posiadają jednak szereg wad, z których najważniejszymi są – brak możliwości jednoczesnego regulowania wahaniami napięcia oraz kompensacji asymetrii prądów i napięć. Innym problemem, jest fakt, że regulacja napięcia poprzez

Profesjonalne szkolenia dla elektryków online!

Kompensacja mocy biernej. Podstawy teoretyczne i zastosowania praktyczne.

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl



Rys. 7. Przekształtnikowy układ regulacji napięcia w obwodzie uzwojenia wtórnego transformatora dodatkowego [10]

podobciążeniowy przełącznik napięcia jest stopniowa, nie płynna. Dynamika regulacji napięcia jest uzależniona od czasu działania podobciążeniowego przełącznika zaczepów. Poniżej zostanie zaprezentowane rozwiązanie, które w chwili obecnej jest przedmiotem badań m.in. autora artykułu. Rozwiązanie jest pozbawione ograniczeń, rozwiązuje oba problemy związane z napięciem sieci nn kompleksowo.

Innowacyjny i w pełni automatyczny system regulacji napięcia w sieciach niskiego napięcia

Zaproponowane rozwiązanie jest obecnie na etapie projektowania. Założeniem jest układ składający się z transformatora głównego i dodatkowego, którego ogólną strukturę przedstawiono na **rysunku 7**.

Jednym z zasadniczych elementów proponowanego systemu jest przekształtnik energoelektroniczny 4, pozwalający na zasilanie uzwojeń strony wtórnej transformatora dodatkowego 2. Uzwojenie wtórne transformatora regulacyjnego 1 połączone jest od strony GN z uzwojeniem pierwotnym transformatora dodatkowego. Uzwojenia wtórne transformatora regulacyjnego 1 i dodatkowego 2 są połączone ze sobą poprzez przekształtnik. Przekształtnik musi pozwalać na dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej oraz niezależną regulację w poszczególnych fazach. Biorąc pod uwagę fakt, że cały układ będzie przeznaczony do zasilania sieci nn i musi być wyposażony w przewód neutralny, przekształtnik musi mieć odpowiednią konstrukcję. Kolejnym elementem wyposażenia przekształtnika muszą być pasywne filtry: wejściowy i wyjściowy, które pozwolą na uzyskanie napięć quasi-sinusoidalnych o odpowiednio niskim współczynniku THDu. Niedopuszczalne byłoby bowiem zasilanie napięciem prostokątnym zmodulowanym, jakie generuje typowy falownik, sieci niskiego na-

pjęcia. Rozważane będą układy z podwójnym falownikiem 4-gałęziowym i zespoły falowników 1-fazowych mostkowych o odpowiedniej konfiguracji. Możliwe jest też przeanalizowanie zastosowania falowników 3-poziomowych, bowiem może mieć to pozytywny wpływ na redukcję elementów (w tym gabarytów) w pasywnych filtrach: wejściowym i wyjściowym przekształtnika w stosunku do rozwiązań klasycznych falowników. Z jednej strony przekształtnik ma spełniać wymogi techniczne wcześniej przedstawione, z drugiej, jego konstrukcja musi być optymalna nie tylko pod względem funkcjonalnym, ale także ekonomicznym. Zbyt skomplikowana topologia spowodować musi podniesienie kosztów, a w ten sposób może doprowadzić do niepowodzenia projektu, produkt nie będzie bowiem konkurencyjny. Podstawą analizy topologii przekształtników przeznaczonych do niniejszego projektu będą układy UPFC (*unified power flow controller*) i pokrewne, znane z literatury tematu [14].

I Podsumowanie

Problemy związane z zapewnieniem odpowiednich parametrów napięcia w sieciach nn są obecnie tematem, który stara się rozwiązać wiele spółek energetycznych, prowadzących ich eksploatację. Istotne są tutaj problemy, jakie powstają w przypadku, gdy do sieci nn podłączane są źródła energii, promowane w ostatnich latach jako alternatywne, odnawialne. Są nimi przede wszystkim przydomowe instalacje fotowoltaiczne oraz wiatrak. Ich wpływ na sieć bywa znaczący, z uwagi na ich ilość oraz fakt, że nie da się przewidzieć, w cyklu dobowym, ile energii wyprodukują. Rodzi to problemy głównie z poziomem napięcia w sieci, który jest obecnie regulowany za pomocą transformatorów rozdzielczych wyposażonych w bezobciążeniowe i podobciążeniowe przełączniki mocy. Koszt takich rozwiązań jest znaczny, z wielu względów, między innymi z braku konkuren-

cji na rynku, która oferowałaby takie jednostki. Innym problemem, który obecnie się ujawnia, jest asymetria napięcia i prądu pomiędzy poszczególnymi fazami, spowodowana włączaniem do sieci nn jednofazowych źródeł napięcia, o mocy około 3 do 4 kW, pracujących dorywczo, często w nocy. Kompensacja tego typu asymetrii jest niemożliwa poprzez podobciążeniowe przełączniki mocy. Transformatory symetryzujące, które problem ten rozwiązują lub ograniczają, stanowią dodatkowe koszty związane z infrastrukturą sieci, oraz nie zawsze jest możliwe ich zastosowanie. Omówione w artykule zagadnienia przedstawiają rozwiązania poszczególnych problemów jednak zaproponowana koncepcja układu, który obecnie jest na etapie projektowania, daje nadzieję na kompleksowe ich rozwiązanie. Regulacja napięcia bazuje na falowniku dwustronnym AC/DC/AC i transformatorze dodatkowym. Falownik jest połączony w uzwojeniu wtórnym transformatora głównego, a wyjście falownika jest połączone z uzwojeniem pierwotnym transformatora dodatkowego. Uzwojenie wtórne transformatora dodatkowego jest włączone w obwód uzwojenia pierwotnego transformatora głównego. Falownik jest sterowany z układu mikroprocesorowego i zapewnia ciągłą regulację (stabilizację) napięcia transformatora. Transformator główny i transformator dodatkowy są umieszczone we wspólnej kadzi olejowej, a łączniki w oddzielnej skrzynce przymocowanej do kadzi. Układ nie ma styków i można go aplikować do każdego transformatora, nie ma żadnych ograniczeń co do mocy i napięć transformatorów.



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

ABSTRACT

Voltage regulation in transformers LV distribution networks with high saturation of renewable energy sources (RES) and unbalanced single-phase receivers

The article discusses issues related to networks LV containing high saturation of renewable energy energy sources and single-phase generating receivers disturbances related to voltage fluctuations and phase asymmetries. Regulation is discussed voltage via on-load switches power, contactor systems and converter systems. Compensation methods are discussed disturbances in the form of phase and interfacial asymmetry, in the form of a balancing transformer and currently designed converter system voltage regulation. **Keywords:** distribution transformer, voltage regulation, on-load tap-changer.

elektro
inf

Profesjonalne szkolenia dla elektryków online!

Ochrona odgromowa i przepięciowa budynków

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl

elektro
inf

Profesjonalne szkolenia dla elektryków online!

Ewakuacja ludzi z płonącego budynku i jej wspomaganie. Oświetlenie awaryjne i ewakuacyjne

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl

Prawidłowa wentylacja w stacji transformatorowej

Stacje transformatorowe odgrywają kluczową rolę w systemie elektroenergetycznym, zapewniając ciągłość dostaw energii elektrycznej. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię rośnie potrzeba efektywnego chłodzenia transformatorów, które w trakcie pracy generują znaczne ilości ciepła. Efektywne chłodzenie ma na celu zapobieganie przegrzewaniu się urządzeń, co mogłoby prowadzić do ich uszkodzenia lub zmniejszenia efektywności.

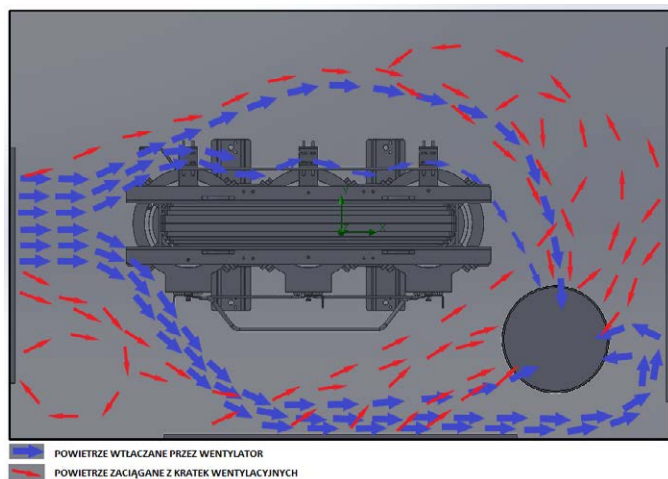
Fot. 1. Bliskie umieszczenie kratki wentylacyjnych i wentylatora wyciągowego powoduje ograniczoną skuteczność wentylacji



W artykule omówiono zagadnienia związane z chłodzeniem transformatorów suchych żywicznych w stacjach transformatorowych. Transformatory suche żywiczne wykonane są z żywicy będącej złym przewodnikiem ciepła. W odróżnieniu od transformatorów olejowych, gdzie rdzeń wraz z uzwojeniami umieszczony jest w zamkniętej kadzi, a olej transformatorowy zapewnia równomierne odprowadzanie ciepła, transformatory suche żywiczne posiadają kanały powietrzne do chłodzenia uzwojeń.

Struktura stacji transformatorowej

Producenci betonowych stacji transformatorowych stosują różne rozwiązania do chłodzenia transformatorów żywicznych: w drzwiach komory transformatorowej umieszczają wentylator nawiewowy, a na



Rys. 1. Symulacja przepływu powietrza w stacji – widok z góry

dachu nad transformatorem – wentylator wyciągowy. Natomiast transformator żywiczny jest ustawiony prostopadle do drzwi.

Wentylator w drzwiach nadmuchiwa powietrze na pierwszą kolumnę transformatora, co powoduje, że strumień powietrza właściwie omija drugą i третią kolumnę, co zostało pokazane na **rysunku 1**.

Warto zauważyć, że nawet pierwsza kolumna jest tylko częściowo chłodzona.

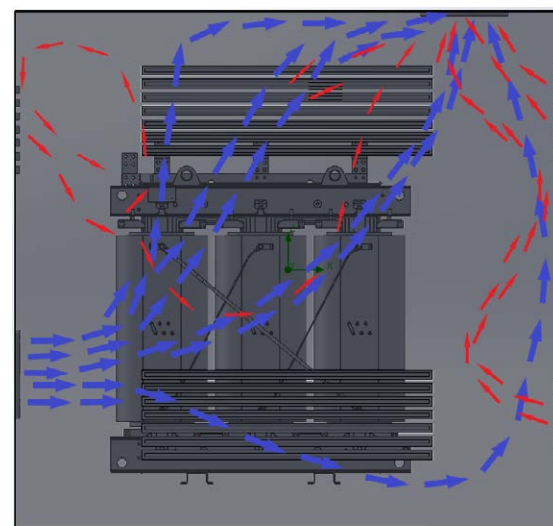
Wentylator wyciągowy umieszczony na dachu betonowej stacji transformatorowej wyciąga powietrze tam, gdzie napotyka najmniejsze opory przepływu. Następuje wyciąg powietrza wtłoczonego przez wentylator drzwiowy oraz powietrza z kratki wentylacyjnych w ścianach stacji. Nie następuje jednak wyciąg powietrza z kanałów chłodzących zabudowanych w uzwojeniach transformatora. Taki sposób chłodzenia prowadzi do nierównomiernego nagrzewania uzwojeń transformatora, co skutkuje ich przegrzewaniem i może spowodować uszkodzenie. Dodatkowo umieszczenie w bliskiej odległości kratki wentylacyjnych i wentylatora wyciągowego na dachu nie zapewnia wystarczającego przepływu powietrza w celu schłodzenia transformatora (**fot. 1.**). Jest to szczególnie istotne w przypadku zastosowania transformatora suchego żywicznego na farmach fotowoltaicznych, gdzie mogą wystąpić harmoniczne powodujące nadmierne nagrzewanie się rdzenia transformatora. Przykładowy rozkład temperatury rdzenia transformatora został przedstawiony na **rysunku 3**.

Brak odpowiedniego chłodzenia drugiej i trzeciej kolumny najczęściej powoduje zadziałanie zabezpieczenia temperaturowego i wyłączenie transformatora spod napięcia.

Jedynie firma Elektrobud ze Wschowy opatentowała skuteczny sposób chłodzenia transformatorów żywicznych oraz stacje transformatorowe ICZ-E.

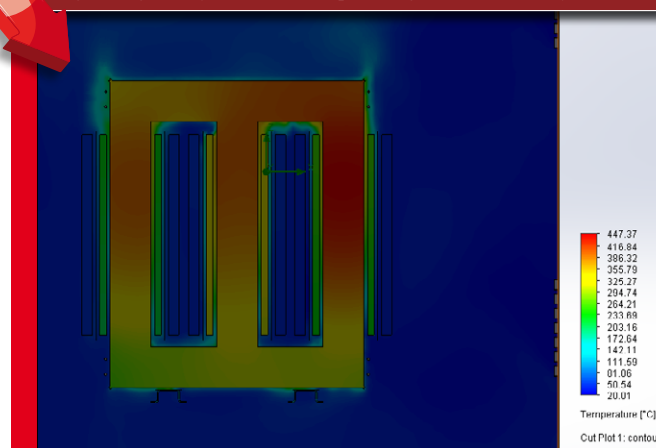
Mniej kabli – więcej oszczędności

Wnętrzowa stacja transformatorowa ICZ-E wymaga znacznie mniejszej ilości kabli nn, jak również skróconej ich długości, co ma duże przełożenie



Rys. 2. Symulacja przepływu powietrza, widok z boku

Rys. 3. Symulacja rozkładu temperatury w rdzeniu transformatora



na oszczędności energii. Dzięki nowoczesnej, innowacyjnej stacji transformatorowej ICZ-E SN/nn można do minimum ograniczyć straty w przesyłce energii elektrycznej. Jednym ze sposobów ich obniżenia jest zredukowanie do minimum odległości pomiędzy stacją transformatorową a zakładem produkcyjnym, poprzez umieszczenie stacji transformatorowej wewnątrz hali produkcyjnej, tak aby znajdowała się jak najbliżej maszyn i urządzeń elektrycznych. Jednak nie wszystkie stacje transformatorowe mogą być przeniesione do wnętrza budynków – tylko stacje wewnętrzne mogą znajdować się w hali produkcyjnej. Funkcję taką spełniają właśnie specjalistyczne stacje transformatorowe ICZ-E. Zastosowanie ICZ-E eliminuje konieczność zakupu drogich kabli niskiego napięcia, które zastępujemy tańszymi kablami średniego napięcia.

Różnica w zmniejszeniu strat w przesyłce energii elektrycznej, jaką uzyskuje się przy wykorzystaniu wewnętrznej stacji transformatorowej ICZ-E w porównaniu do standardowej stacji transformatorowej, jest diametralna. Dzięki zastosowaniu unikalnych rozwiązań, wewnętrzna, kompaktowa stacja transformatorowa ICZ-E generuje o wiele niższe straty ciepła niż tradycyjne stacje transformatorowe (zarówno kontenerowe, jak i słupowe). Przedsiębiorca stosujący stację transformatorową ICZ-E do zasilania swojego zakładu zużywa o ok. 20% mniej energii elektrycznej w stosunku do rozwiązania tradycyjnego.

Zalety stacji ICZ-E

Wśród dostępnych na rynku stacji transformatorowych jedynie opatentowana wewnętrzna stacja transformatorowa spełnia wymagania przemysłu w obniżaniu kosztów stałych. Wewnętrzne stacje transformatorowe ICZ-E (Inteligentne Centrum Zarządzania Energią) są produkowane przez polską firmę Elektrobud P.S.A.

Dodatkowo w odniesieniu do wspomnianej wcześniej estetyki należy podkreślić fakt, iż zabudowa stacji transformatorowej na hali produkcyjnej zwiększa możliwości zagospodarowania terenu oraz wpływa korzystnie na wygląd otoczenia i bezpieczeństwo. Cena wewnętrznych stacji transformatorowych ICZ-E jest porównywalna z cenami tradycyjnych stacji transformatorowych. Jakość stacji potwierdzona jest posiadanymi certyfikatami. Wewnętrzne stacje transformatorowe ICZ-E zostały opatentowane pod numerem 14690 w Unii Europejskiej. Wewnętrzne stacje transformatorowe ICZ-E realizują strategię dotyczącą efektywności energetycznej, która jest integralnym elementem pakietu znanego jako „Fit for 55” – gospodarka niskoemisyjna poprzez zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Zostały również wyróżnione godłem „Eko-Inspiracja 2013” w kategorii produkt.

Dla każdego klienta firma Elektrobud P.S.A. jest w stanie wyliczyć wymierną korzyść finansową, którą uzyska klient, wybierając wewnętrzną stację transformatorową ICZ-E. Zajmujemy się również pomocą przy uzyskiwaniu wszystkich wymaganych formalności. Nasz zespół projektowy z chęcią pomoże stworzyć plan zagospodarowania wewnętrznej stacji transformatorowej ICZ-E wewnątrz budynku czy też hali produkcyjnej lub na dachu.

Parametry użytkowe ICZ-E

Wnętrzowa stacja transformatorowa ICZ-E jest produkowana w typoszeregu 100, 250, 400, 630, 800,

1000 kVA. Jest urządzeniem kompaktowym, mogącym zawierać w sobie cztery zintegrowane elementy tworzące jedną całość:

- rozdzielnicę SN,
- transformator żywiczny zgodny z rozporządzeniem (UE) 1783/2019,
- rozdzielnicę nn,
- baterię kondensatorów lub innych urządzeń pomocniczych.

Zgodnie z kwalifikacją odporności pożarowej według § 212, ustęp 4 Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, wewnętrzną stację transformatorową ICZ-E kwalifikuje się do klasy odporności pożarowej E. Dla wewnętrznej stacji transformatorowej ICZ-E nie trzeba wyznaczać strefy pożarowej, stacja może być zlokalizowana w dowolnym miejscu w obiekcie. Zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. § 323 ust. 2 pkt 2 i § 327 ust. 2, poziom hałasu i drgań nie stanowi zagrożenia dla osób przebywających w sąsiedztwie wewnętrznej stacji transformatorowej ICZ-E. Stacja transformatorowa ICZ-E ma przygotowane miejsca do przyłączenia zewnętrznych kanałów wentylacji wymuszonej (nawiewnej/wywiewnej). Przewidziano możliwość zabudowy układu SZR w stacji transformatorowej ICZ-E dla potrzeb zasilania rezerwowego oraz przyłączenia zespołu prądotwórczego. Opcjonalnie można wbudować zdalny monitoring z wizualizacją pracy stacji transformatorowej tj. poboru mocy, zdalnego otwarcia/zamknięcia wyłącznika głównego, wyłączenie napięcia, czy „zrzutu mocy”. Obudowa stacji transformatorowej ICZ-E jest wykonana w stopniu ochrony obudowy (kodzie IP) od IP41 do IP54. Metalowa obudowa stacji transformatorowej ICZ-E stanowi także ekran dla promieniowania elektromagnetycznego.

Nietypowe rozwiązania

Przemysłowe stacje transformatorowe ICZ-E za sprawą zastosowania nowoczesnych systemów sterowania mogą być zdalnie nadzorowane, dzięki czemu są praktycznie bezobsługowe. Ich obsługa sprowadza się do okresowych przeglądów i konserwacji, co obniża koszty eksploatacji. Producent zapewnia dostawę urządzeń, ich profesjonalny montaż, uruchomienie oraz serwis gwarancyjny i pogwarancyjny. Jako producent stacji transformatorowych mamy swoje własne biuro projektowe, dzięki czemu możemy podjąć się także nietypowych rozwiązań i instalacji. Jeżeli Państwa firma posiada stare stacje transformatorowe, możliwa jest również ich modernizacja, która pozwoli ograniczyć straty energii elektrycznej oraz przynieść wymierne korzyści finansowe. Zapraszamy do współpracy.

Fot. 2. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię rośnie potrzeba efektywnego chłodzenia transformatorów, które w trakcie pracy generują znaczne ilości ciepła



ELEKTROBUD P.S.A.
67-400 Wschowa
ul. Nowopolska 10
tel. 65 547 66 00
faks 65 547 66 09
wschowa@elektrobud.pl
www.elektrobud.pl



Uproszczony projekt zasilania przemysłowych stacji transformatorowych SN/nn

I Podstawa opracowania

1. Zlecenie inwestora.
2. Wizja lokalna w terenie.
3. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 roku, poz. 1065 z późniejszymi zmianami).
4. Warunki techniczne przyłączenia wydane przez Zakład Energetyczny.
5. Norma N SEP-E 001 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa.
6. Norma PN-EN 50322:2011 Instalacje elektroenergetyczne prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
7. Norma N SEP-E 004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
8. PN-E 05100-1:2000 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.
9. Norma PN-EN 60865-1:2002 Obliczanie skutków prądów zwarciovych. Część 1: Definicje i metody obliczeń.
10. Katalogi producentów kabli oraz producentów osprzętu kablowego.

Warunki techniczne przyłączenia, wydane przez służby energetyczne lotniska

Zasilanie projektowanych stacji transformatorowych należy realizować poprzez złącze kablowe SN zlokalizowane w linii ogrodzenia. Energię elektryczną do złącza kablowego SN należy doprowadzić kablem o przekroju ustalonym na podstawie obliczeń, lecz nie mniejszym niż 50 mm², wyprowadzonym z wolnego pola PZO zlokalizowanego na terenie lotniska. Moc zwarciova na szynach PZO wynosi $S_{kQ}^* = 50$ MVA. Czas trwania zwarcia $T_k = 1,5$ s. Pomiar kontrolny zużytej energii należy realizować w układzie pośrednim zlokalizowanym w szafce pomiarowej zainstalowanej obok złącza kablowego SN. Resztkowy niekompensowany prąd ziemnozwarciowy w lotniskowej sieci SN: $I_{nkc} = 15$ A.

I Opis stanu istniejącego

Na terenie lotniska funkcjonuje PZO, w którym znajduje się wolne pole, umożliwiające przyłączenie projektowanego kabla SN. W odległości 1000 m od PZO zlokalizowany jest oddział napraw składający się z dwóch hal przemysłowych. Teren oddziału remontowego jest ogrodzony. Moc zapotrzebowana przez oddział została określona w projekcie instalacji elektrycznych hal:

- » hala 1: $P_z = 250$ kW; $\cos \varphi = 0,7$,
- » hala 2: $P_z = 300$ kW; $\cos \varphi = 0,8$.

Zgodnie z projektem instalacji elektrycznych hal remontowych, w każdej hali planuje się instalację przemysłowej stacji transformatorowej

ICZ-E 15/0,4 kV wyposażonej w transformator o mocy 400 kVA i układzie połączeń Dy5.

I Opis techniczny

W miejscu określonym w projekcie instalacji elektrycznych hal produkcyjnych należy zainstalować przemysłowe stacje transformatorowe ICZ-E wyposażone w transformatory o mocy 400 kVA o grupie połączeń Dy5. Z wolnego pola PZO należy wyprowadzić kabel 3×XRUHAKXS 50/16-12/20, który należy układać w rowie kablowym o głębokości 1 m na podsypce piasku o grubości 10 cm. Kabel należy wprowadzić do złącza kablowego SN zainstalowanego w linii ogrodzenia oddziału remontowego. Ze złącza kablowego należy wyprowadzić dwie linie kablowe wykonane kablem 3×XRUHAKXS 50/16-12/20 do zasilania transformatorów zlokalizowanych w halach naprawczych. Kable należy układać w wykopach o głębokości 1 m na podsypce piasku o grubości 10 cm. Po ułożeniu wszystkich projektowanych kabli należy je zasypać warstwą piasku grubości 10 cm, warstwą rodzimego gruntu o grubości 40 cm, rozłożyć wzdłuż całej trasy taśmę kablową koloru czerwonego i zasypać wykop. Na kablu projektowanych linii SN przed zasypaniem należy w odstępach co 10 m założyć opaski kablowe zawierające następujące informacje: typ kabla – rok ułożenia – długość – symbol użytkownika – symbol wykonawcy.

Rezystancja uziemienia kadzi ochronnego transformatorów $R \leq 3 \Omega$. Uziemienie transformatorów należy wykonać jako wspólne z uziemieniem roboczym punktu neutralnego dolnego uzwojenia transformatora. Kontrolny układ pomiarowy należy zainstalować w szafce pomiarowej zlokalizowanej obok złącza kablowego SN.

Układy pomiarowe zużytej energii elektrycznej należy wykonać w układzie pośrednim z wykorzystaniem przekładników prądowych SN napowietrznych CTS17 32/5 A/A, kl. 0.2S, $S_n = 7,5$ VA oraz przekładników napięciowych SN VTS 17 o mocy $S_n = 7,5$ VA i napięciach $U_{n1} = 15000: \sqrt{3}$ V; $U_{n2} = 100: \sqrt{3}$ V. Plan linii kablowych przedstawia **rysunek 1**. Schemat układu zasilania przedstawia **rysunek 2**.

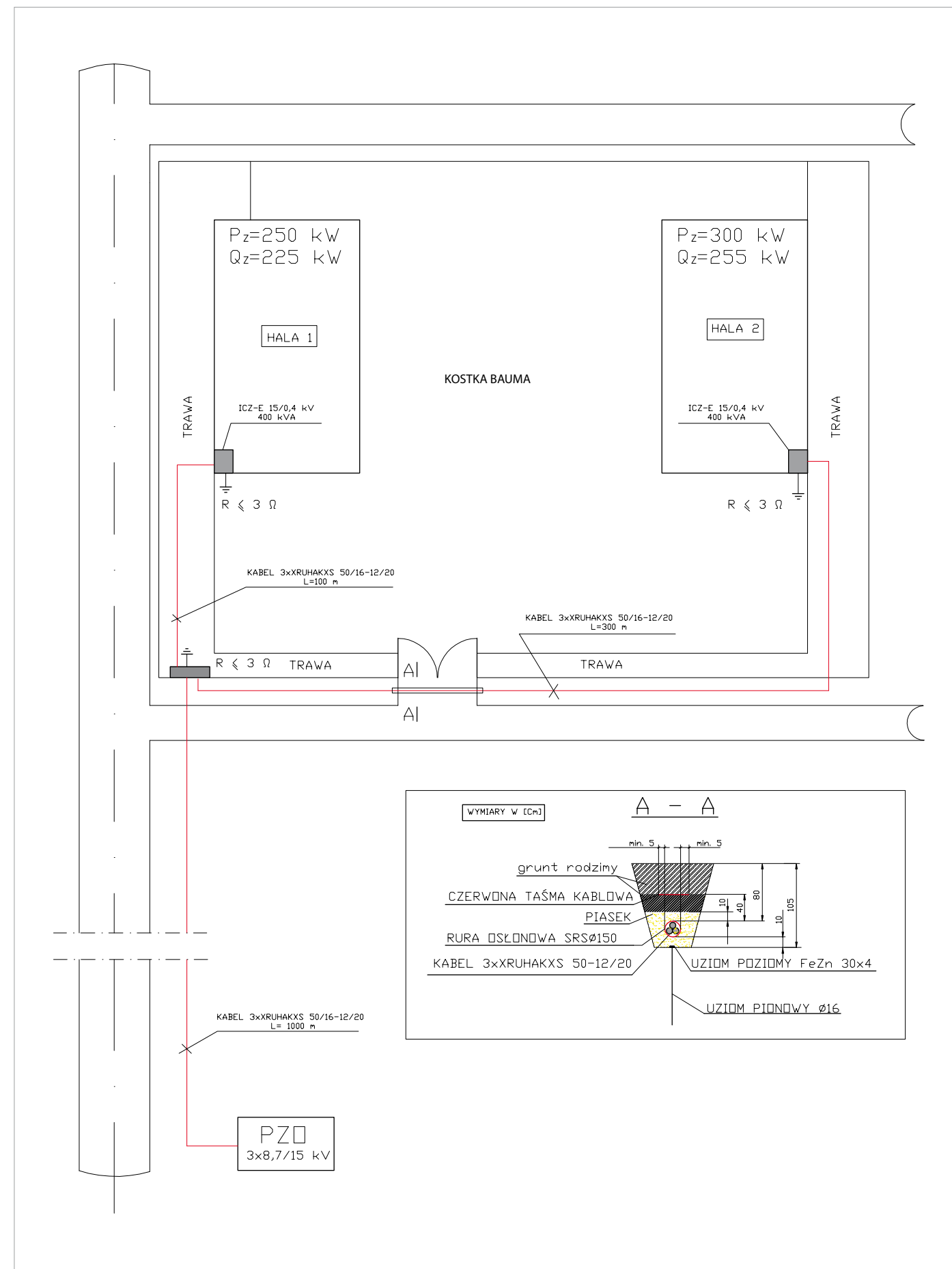
I Obliczenia

Sprawdzenie poprawności założonej mocy transformatorów:

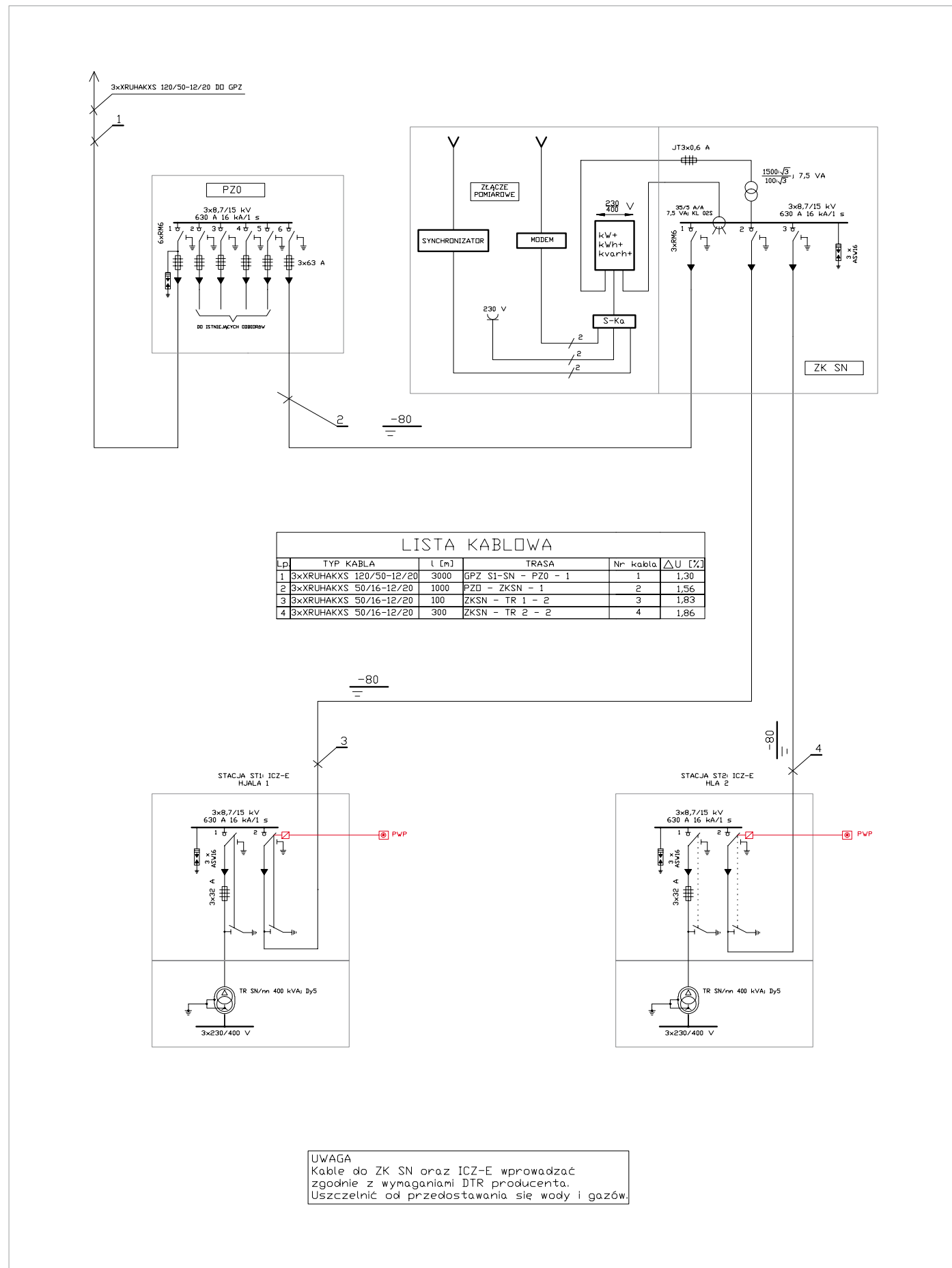
$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,7^2} - 1} = 1,02$$

$$S_{z1} = \sqrt{P_{z1}^2 + Q_{z1}^2} = \sqrt{P_{z1}^2 + (\operatorname{tg} \varphi_1 \cdot P_{z1})^2} = \sqrt{250^2 + (1,02 \cdot 250)^2} = 367 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_{\text{obcz.}} \cdot \left(\frac{S_z}{S_{nT}} \right)^2 = 750 + 5500 \cdot \left(\frac{357000}{400000} \right)^2 = 5,13 \text{ kW}$$



Rys. 1. Plan zasilania przemysłowych stacji transformatorowych ICZ-E rys. J. Wiatr



Rys. 2. Schemat układu zasilania przemysłowych stacji transformatorowych ICZ-E rys. J. Wiatr

$$\Delta Q_T = \Delta Q_0 + \Delta Q_{obc.zn} \cdot \left(\frac{S_z}{S_{nT}} \right)^2 =$$

$$= \frac{1,1}{100} \cdot 400 + \frac{4,5}{100} \cdot 400 \cdot \left(\frac{357}{400} \right)^2 = 18,74 \text{ k var}$$

$$S_{nT1} \geq \sqrt{(250 + 5,13)^2 + (255 + 18,74)^2} = 374,2 \text{ kVA} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow S_{nT1} = 400 \text{ kVA}$$

$$\text{tg} \varphi_2 = \frac{1}{\sqrt{\cos^2 \varphi}} - 1 = \sqrt{\frac{1}{0,8^2}} - 1 = 0,75$$

$$S_{z2} = \sqrt{P_{z2}^2 + Q_{z2}^2} = \sqrt{P_{z2}^2 + (\text{tg} \varphi_2 \cdot P_{z2})^2} = \sqrt{300^2 + (0,75 \cdot 300)^2} = 375 \text{ kVA}$$

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \Delta P_{obc.zn} \cdot \left(\frac{S_z}{S_{nT}} \right)^2 = 750 + 5500 \cdot \left(\frac{375000}{400000} \right)^2 = 5,59 \text{ kW}$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_0 + \Delta Q_{obc.zn} \cdot \left(\frac{S_z}{S_{nT}} \right)^2 =$$

$$= \frac{1,1}{100} \cdot 400 + \frac{4,5}{100} \cdot 400 \cdot \left(\frac{375}{400} \right)^2 = 20,22 \text{ k var}$$

$$S_{nT2} \geq \sqrt{(300 + 5,59)^2 + (225 + 20,22)^2} = 381,82 \text{ kVA} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow S_{nT2} = 400 \text{ kVA}$$

Dobór zabezpieczeń transformatorów ($S_{nT1} = S_{nT2} = S_{nT}$):

$$I_{BT} = \frac{S_{nT}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 15,42 \text{ A}$$

$$I_n \geq 2 \cdot I_{BT} = 2 \cdot 15,42 = 30,84 \text{ A} \Rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

Zostaną przyjęte bezpieczniki VV C 10/17,5kV 32A 50N, produkcji ETI POLAM.

Moc zapotrzebowana przez projektowany obiekt oddziału remontowego:

$$P_z = 250 + 5,13 + 300 + 5,59 = 560,72 \text{ kW}$$

$$Q_z = 255 + 18,74 + 225 + 20,22 = 518,96 \text{ k var}$$

$$S_z = \sqrt{560,72^2 + 518,96^2} = 764,02 \text{ kVA}$$

$$\text{tg} \varphi_z = \frac{Q_z}{P_z} = \frac{518,72}{560,72} = 0,92 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \cos \varphi_z = \frac{1}{\sqrt{\text{tg}^2 \varphi + 1}} = \sqrt{\frac{1}{0,92^2 + 1}} = 0,74$$

Prądy zwarciove w PZO (miejsce przyłączenia projektowanej linii kablowej SN) oraz dobór kabla zasilającego SN:

$$Z_{kQ}^* = \frac{c_{\max} \cdot U_n^2}{S_{kQ}^*} = \frac{1,1 \cdot 15000^2}{50 \cdot 10^6} = 4,95 \Omega$$

$$Z_{k3}^* = \frac{S_{kQ}^*}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 1927 \text{ A}$$

$$\tau_{sr} = \frac{\tau_{pz} + \tau_{dz}}{2} = \frac{90 + 250}{2} = 170^\circ \text{C}$$

$$\gamma_{sr} = \frac{\gamma_{20}}{1 + \alpha \cdot (\tau_{sr} - 20)} = \frac{35}{1 + 0,004 \cdot (170 - 20)} = 21,88 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

$$k = \sqrt{\gamma_{sr} \cdot c \cdot \frac{\tau_{dz} - \tau_{pz}}{T_k}} = \sqrt{21,88 \cdot 2,48 \cdot \frac{250 - 90}{1}} = 93 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

$$X_{kQ} = 0,995 \cdot Z_{kQ} = 0,995 \cdot 4,95 = 4,92525 \Omega$$

$$R_{kQ} = 0,1 \cdot X_{kQ} = 0,1 \cdot 4,92525 = 0,492525 \Omega$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{R_{kQ}}{X_{kQ}}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{0,492525}{4,92525}} \approx 1,75$$

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k3}^* = 1,75 \cdot \sqrt{2} \cdot 1927 = 4755 \text{ A}$$

$$\text{tg} \varphi = \frac{X_{kQ}}{R_{kQ}} = \frac{4,925250}{0,492525} = 10$$

$$T = \frac{\text{tg} \varphi}{\omega} = \frac{10}{2\pi \cdot f} = \frac{10}{2\pi \cdot 50} = 31,85 \text{ ms}$$

$$\frac{T_k}{T} = 47,1 \gg 10 \Rightarrow I_{th} = I_k^* = 1927 \text{ A}$$

$$S \geq \frac{I_{th}}{k} \cdot \sqrt{\frac{T_k}{1}} = \frac{1927}{93} \cdot \sqrt{\frac{1,5}{1}} = 25,38 \text{ mm}^2 \Rightarrow S = 50 \text{ mm}^2$$

Sprawdzenie żyły powrotnej na zwarcie dwufazowe:

$$I_{k2} = 0,033 \cdot S_{kQ}^* = 0,033 \cdot 50 = 1,65 \text{ kA} < I_{dop} = 3,5 \text{ kA}$$

Sprawdzenie dobranego kabla z warunku spadku napięcia:

$$I_b = \frac{S_z}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{764020}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 29,44$$

$$\cos \varphi = 0,74 \Rightarrow \sin \varphi = 0,67$$

$$R_l = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{1000}{21,88 \cdot 50} = 0,915 \Omega \Rightarrow R_l = 0,92 \Omega$$

$$X_l = x' \cdot l = 0,1 \cdot 1 = 0,1 \Omega$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_b \cdot 100\%}{U_n} \cdot (R_l \cdot \cos \varphi + X_l \cdot \sin \varphi) =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 29,44 \cdot 100}{15000} \cdot (0,92 \cdot 0,74 + 0,1 \cdot 0,67) = 0,26\% < 1\%$$

Dobór zabezpieczenia projektowanej linii kablowej, wychodzącej z PZO:

$$I_b = \frac{\sum_{i=1}^2 S_{nTi}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{(400 + 400) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 30,83 \text{ A}$$

$$I_n \geq 2 \cdot I_b = 2 \cdot 30,83 = 61,66 \Rightarrow I_n = 63 \text{ A}$$

Zostaną przyjęte bezpieczniki VV C 10/17,5kV 63A 50N, produkcji ETI POLM.

Sprawdzenie warunku wybiórczości zabezpieczeń:

$$\frac{I_b}{I_{BT}} = \frac{63}{32} = 1,97 > 1,6$$

Warunek spełniony.

Sprawdzenie kabli zasilających transformatory z warunku spadku napięcia:

» transformator 1:

$$R_l = \frac{l}{\gamma \cdot S} = \frac{100}{21,88 \cdot 50} = 0,092$$

$$X_l = x' \cdot l = 0,1 \cdot 0,1 = 0,01 \Omega$$

$$\cos \varphi = 0,7 \Rightarrow \sin \varphi = 0,72$$

$$\Delta U = 0,26 + \frac{\sqrt{3} \cdot 15,42 \cdot 100}{15000} \cdot (0,092 \cdot 0,7 + 0,01 \cdot 0,72) = 0,27\%$$

» transformator 2:

$$R_i = \frac{I}{\gamma \cdot S} = \frac{300}{21,88 \cdot 50} = 0,276$$

$$X_i = x' \cdot l = 0,1 \cdot 0,3 = 0,03 \Omega$$

$$\cos \varphi = 0,8 \Rightarrow \sin \varphi = 0,6$$

$$\Delta U = 0,26 + \frac{\sqrt{3} \cdot 15,42 \cdot 100}{15000} \cdot (0,276 \cdot 0,8 + 0,03 \cdot 0,6) = 0,30\%$$

Uwaga! Prądy zwarciove wraz ze wzrostem odległości od PZO ulegają zmniejszeniu, podobnie jak elektromagnetyczna stała czasowa obwodu zwarcia. Pozwala to na przyjęcie przekroju przyjętego dla kabla doprowadzającego energię z PZO do ZK SN. W takim przypadku wystarczającym jest obliczenie spodziewanych spadków napięć i założenie spełnienia pozostałych warunków.

Wymagana rezystancja uziemienia transformatora:

Zgodnie z wymaganiami normy N SEP-E 001, w takim przypadku należy spełnić następujący warunek:

$$R_b = \frac{U_i}{I_{nkc}} = \frac{50}{15} = 3,33 \Omega \Rightarrow R_b \leq 3 \Omega$$

Uziemienie transformatorów należy wykonać jako wspólne z uziemieniem punktu neutralnego dolnego uzwojenia.

Ponieważ uziom zostanie wykonany jako kombinowany, rezystancje poszczególnych jego elementów wyniosą:

» pojedynczy uziom pionowy $\Phi 16$, długości 6 m (dolny koniec 7 m poniżej poziomu gruntu, a górny 1 m poniżej poziomu gruntu):

$$R_i = 0,37 \cdot \frac{\rho}{l_u} \cdot \lg \frac{4 \cdot l_u}{d_u} = 0,37 \cdot \frac{200}{6} \cdot \lg \frac{4 \cdot 6}{0,16} \approx 27 \Omega$$

» uziom poziomy na głębokości 1 m:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi \cdot l_u} \cdot 2,3 \cdot \lg \frac{l_u^2}{d_u \cdot t_u} = \frac{200}{6,28 \cdot 170} \cdot 2,3 \cdot \lg \frac{170^2}{0,15 \cdot 1} \approx 2,3 \Omega$$

» wartość wypadkowa uziemienia (10 uziomów pionowych oddalonych od siebie średnio o 20 m połączonych taśmą FeZn 30×4 stanowiącej uziom poziomy):

$$R_w = \frac{R_i \cdot R_2}{R_i \cdot \eta_2 + n \cdot R_2 \cdot \eta_1} = \frac{27 \cdot 2,3}{27 \cdot 0,6 + 10 \cdot 2,3 \cdot 0,6} = 2,07 \Omega < 2,5 \Omega$$

Warunek będzie spełniony.

Dobór przekładnika prądowego:

$$I_{n1} = 30,83 \text{ A} \Rightarrow 31 \text{ A}$$

$$R_p = \frac{I}{\gamma \cdot S} = \frac{5}{55 \cdot 2,5} = 0,37 \Omega$$

$$Z_o = R_p + Z_{ap} + R_z = 0,037 + 0,1 + 0,1 = 0,237 \Omega \Rightarrow Z_o = 0,24 \Omega$$

$$S_n = I_{2n}^2 \cdot Z_o = 5^2 \cdot 0,24 = 6 \text{ VA}$$

Zostaną przyjęte przekładniki prądowe CTS 12 40/5 A/A kl. 02S o mocy 7,5 VA:

$$Z_n = \frac{S_n}{I_{2n}^2} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \Omega$$

$$0,25 \cdot Z_n = 0,25 \cdot 0,3 = 0,075 \Omega \leq Z_o \leq 1,2 \cdot Z_n = 0,36 \Omega$$

Wymagane parametry zwarciove przekładnika:

» prądy zwarciove w ZK SN:

$$R_{LK} = \frac{I}{\gamma \cdot S} = \frac{1000}{35 \cdot 50} = 0,5714 \Omega$$

$$X_{LK} = x' \cdot l = 0,1 \cdot 1 = 0,1 \Omega$$

$$Z_k = \sqrt{(R_{kQ} + R_{LK})^2 + (X_{kQ} + X_{LK})^2} =$$

$$= \sqrt{(4,92525 + 0,5714)^2 + (0,492525 + 0,1)^2} = 5,5285 \Omega$$

$$I_{k3} = \frac{C_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{1,1 \cdot 15000}{\sqrt{3} \cdot 5,5285} = 1725,17 \text{ A}$$

$$R_k = R_{kQ} + R_{LK} = 4,92525 + 0,5714 = 5,49665 \Omega$$

$$X_k = X_{kQ} + X_{LK} = 0,492525 + 0,1 = 0,59225 \Omega$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{R_k}{X_k}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{0,592525}{5,496650}} \approx 1,73$$

$$i_p = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k3} = 1,73 \cdot \sqrt{2} \cdot 1725,17 = 4208,21 \text{ A}$$

» znamionowy prąd dynamiczny:

$$I_{dyn} \geq i_p = 4,21 \text{ kA}$$

» znamionowy krótkotrwały prąd cieplny (1-sekundowy):

$$I_{thT1} = \sqrt{\frac{I_{th}^2 \cdot T_k}{1}} = \sqrt{\frac{1725,17^2 \cdot 1,5}{1}} = 2112,9 \text{ A} \Rightarrow I_{thT1} = 2,15 \text{ kA}$$

Zostanie przyjęty przekładnik prądowy SN typu CTS 17 10/5 A/A kl. 0.2S o mocy $S_n = 7,5 \text{ VA}$, $I_{dyn} = 25 \text{ kA}$ oraz $I_{thT1} = 20 \text{ kA}$, produkcji KPB Intra Polska Sp. z o.o.

Dobór przekładników napięciowych:

$$U_{n1} = 15000 : \sqrt{3}; \quad U_{n2} = 100 : \sqrt{3}$$

$$S_0 = 3 \cdot S_{ap} = 3 \cdot 2 = 6 \text{ VA}$$

$$S_g = 400 \text{ VA}; \quad S_n = 7,5 \text{ VA}$$

$$0,25 \cdot S_0 = 0,25 \cdot 6 = 1,5 \text{ VA} < S_n = 7,5 \text{ VA}$$

$$\frac{S_0}{U_{n2}} = \frac{6}{\frac{100}{\sqrt{3}}} \approx 0,11 \text{ A} \leq I_{nb2} \leq \frac{S_{gr}}{k \cdot U_{2n}} = \frac{400}{1,5 \cdot \frac{100}{\sqrt{3}}} \approx 4,62 \text{ A}$$

$$R_d = R_b + R_z = 0,06 + 0,05 = 0,11 \Omega$$

$$S_p \geq \frac{I \cdot S_0}{(6,7 - R_d \cdot S_0) \cdot \gamma} = \frac{5 \cdot 6}{(6,7 - 0,11 \cdot 6) \cdot 55} \approx 0,091 \text{ mm}^2 \ll 6 \text{ mm}^2$$

gdzie:

U_{n1} – napięcie pierwotne przekładnika, w [V],

U_{n2} – napięcie wtórne przekładnika, w [V],

S_g – moc graniczna przekładnika, w [VA],

S_0 – moc obciążenia przekładnika, w [VA],

S_n – moc znamionowa przekładnika, w [VA],

S_{ap} – moc pobierana przez tor napięciowy licznika energii elektrycznej, w [VA],

I_{nb2} – prąd znamionowy zabezpieczenia instalowanego po stronie wtórnej przekładnika, w [A],

S_p – wymagany przekrój przewodu łączącego przekładniki z licznikiem zużytej energii, w [mm²],

R_b – rezystancja bezpiecznika, w [Ω],

R_z – rezystancja zestyków, w [Ω],

γ – konduktywność przewodu, w [m/(Ω·mm²)],

S – przekrój przewodu, w [mm²],

Z_n – znamionowa impedancja przekładnika, w [Ω],

l – długość przewodu lub kabla, [m]

Z_{ap} – impedancja wejściowa licznika zużytej energii, w [Ω],

R_z – rezystancja łączy, w [Ω],

R_p – rezystancja przewodu łączącego licznik z przekładnikiem, w [Ω],
 I_{BTr} – spodziewany prąd obciążenia obwodu pierwotnego przekładnika prądowego, w [A],

I_{n1} – znamionowy prąd pierwotny przekładnika prądowego, w [A],

I_{n2} – znamionowy prąd wtórny przekładnika prądowego, w [A],

I_{thT1} – jednosekundowy prąd cieplny przekładnika prądowego, w [kA],

I_{dyn} – prąd dynamiczny przekładnika prądowego, w [kA],

I_{th} – prąd zwarciovy cieplny, w [kA],

I_{BT} – spodziewany prąd obciążenia transformatorów, w [A],

I_k – początkowy prąd zawarcia, w [kA],

T – elektromagnetyczna stała czasowa obwodu zwarciovego, w [s],

x' – jednostkowa reaktancja linii elektroenergetycznej, w [Ω/km] (dla linii kablowej SN: $x' = [0,1 \Omega/\text{km}]$),

i_p – zwarciovy prąd udarowy, w [kA],

κ – współczynnik udaru, w [-],

S'_{kQ} – moc zwarciova, w [MV],

Z_{kQ} – impedancja zwarciova zastępcza Systemu Elektroenergetycznego, w [Ω],

τ_{pz} – początkowa temperatura zawarcia, w [K],

τ_{dz} – dopuszczalna temperatura zawarcia, w [K],

T_k – czas trwania zawarcia, w [s],

c – ciepło właściwe żyły przewodzącej przewodu lub kabla, w [J/(cm³·K)],

k – jednosekundowa gęstość prądu zwarciovego, w [A/mm²],

α – temperaturowy współczynnik rezystancji, w [K⁻¹],

U_L – napięcie dotykowe dopuszczalne, w [V],

$\eta_1; \eta_2$ – współczynniki wykorzystania uziomów, w [-] (zob. J. Strzałka, J. Strojny, Projektowanie urządzeń elektroenergetycznych, UWND AGH, Kraków 2008),

l_u – długość uziomu, w [m],

d_u – średnica uziomu, dla uziomu poziomego połowa szerokości, w [m],

t_u – głębokość ułożenia uziomu poziomego, w [m],

ρ – rezystywność gruntu, w [Ω·m].

Przyjęty został przekładnik napięciowy SN typu VTS17 o mocy 7,5 VA na napięcie pierwotne 15 000: $\sqrt{3}$ V oraz napięcie wtórne 100: $\sqrt{3}$ V, produkcji KPB Intra Polska Sp. z o.o. z bezpiecznikiem topikowym JT 0,6 A oraz kabel YKY 4×1,5.

I Uwagi końcowe

- Ochrona przeciwporażeniowa przy uszkodzeniu – uziemienie.
- Rezystancja uziemienia stacji transformatorowej nie może przekraczać 3 Ω.
- Przy pracach budowlanych związanych z budową linii kablowej w miejscach uzbrojenia terenu roboty należy wykonywać ręcznie w porozumieniu oraz pod nadzorem użytkowników poszczególnych elementów uzbrojenia terenu.
- Po ułożeniu kabla, przed jego zasypaniem, należy rury osłonowe uszczelnić od przedostawania się wody i poddać całość linii kablowych inwentaryzacji geodezyjnej.
- Żyły powrotne poszczególnych kabli należy uziemić na obu końcach.
- Instalację ZK SN należy wykonać zgodnie z DTR producenta.
- Po wykonaniu linii kablowych należy wykonać badania odbiorcze. W artykule pominięto PWP, który wchodzi w zakres projektu instalacji.



SPRAWDŹ NASZĄ OFERTĘ SZKOLENIOWĄ I WYBIERZ TEMAT DLA SIEBIE

Dostępne szkolenia:

- Metodyka konstruowania przeciwpożarowego wyłącznika prądu
- Kompensacja mocy biernej. Podstawy teoretyczne i zastosowania praktyczne
- Ochrona odgromowa i przepięciowa obiektów budowlanych
- Ewakuacja ludzi z płonącego budynku i jej wspomaganie. Oświetlenie awaryjne i ewakuacyjne
- Zasilanie budynków w energię elektryczną w warunkach normalnych a zasilanie w czasie pożaru
- Obliczanie zwarcí symetrycznych oraz metodyka doboru aparatów, przewodów i urządzeń elektrycznych do spodziewanych warunków zwarciovych w instalacjach elektrycznych nn
- Podstawy projektowania przydomowych systemów fotowoltaicznych
- Dobór przewodów i kabli elektrycznych oraz ich zabezpieczeń

Znajdź swoje szkolenie na:

KURSY.ELEKTRO.INFO.PL

Mariusz Radziszewski, Monika Miñkowska

Rozdział pierwotny i wtórny energii elektrycznej

– sprawdzone rozwiązania Elektrometal Energetyka SA

ELEKTROMETAL ENERGETYKA SA od kilku lat dostarcza na potrzeby odbiorców w całym kraju jak również za granicą rozwiązania z zakresu elektroenergetyki, wśród których dominują rozdzielnice średnich napięć typu e²ALPHA dedykowane do rozdziału pierwotnego lub wtórnego energii elektrycznej w strategicznych obiektach elektroenergetycznych takich jak GPZ, GSZ, RPZ, główne rozdzielnie kopalń i zakładów przemysłowych, elektrowni i elektrociepłowni, rozdzielni sieciowych i podstacji trakcyjnych. Odpowiedzią na stale rosnące potrzeby użytkowników oraz konieczność dostosowania się do specyficznych i ponadstandardowych wymagań jest opracowanie bogatej oferty rozwiązań konstrukcyjnych w ramach serii rozdzielnic e²ALPHA.

Zespół Elektrometal Energetyka SA, bazując na olbrzymiej wiedzy i doświadczeniu w projektowaniu, konstruowaniu, produkcji i wdrażaniu urządzeń średnich napięć, zrealizował szereg kontraktów i umów dla kilkudziesięciu strategicznych polskich i zagranicznych spółek branży elektroenergetycznej.

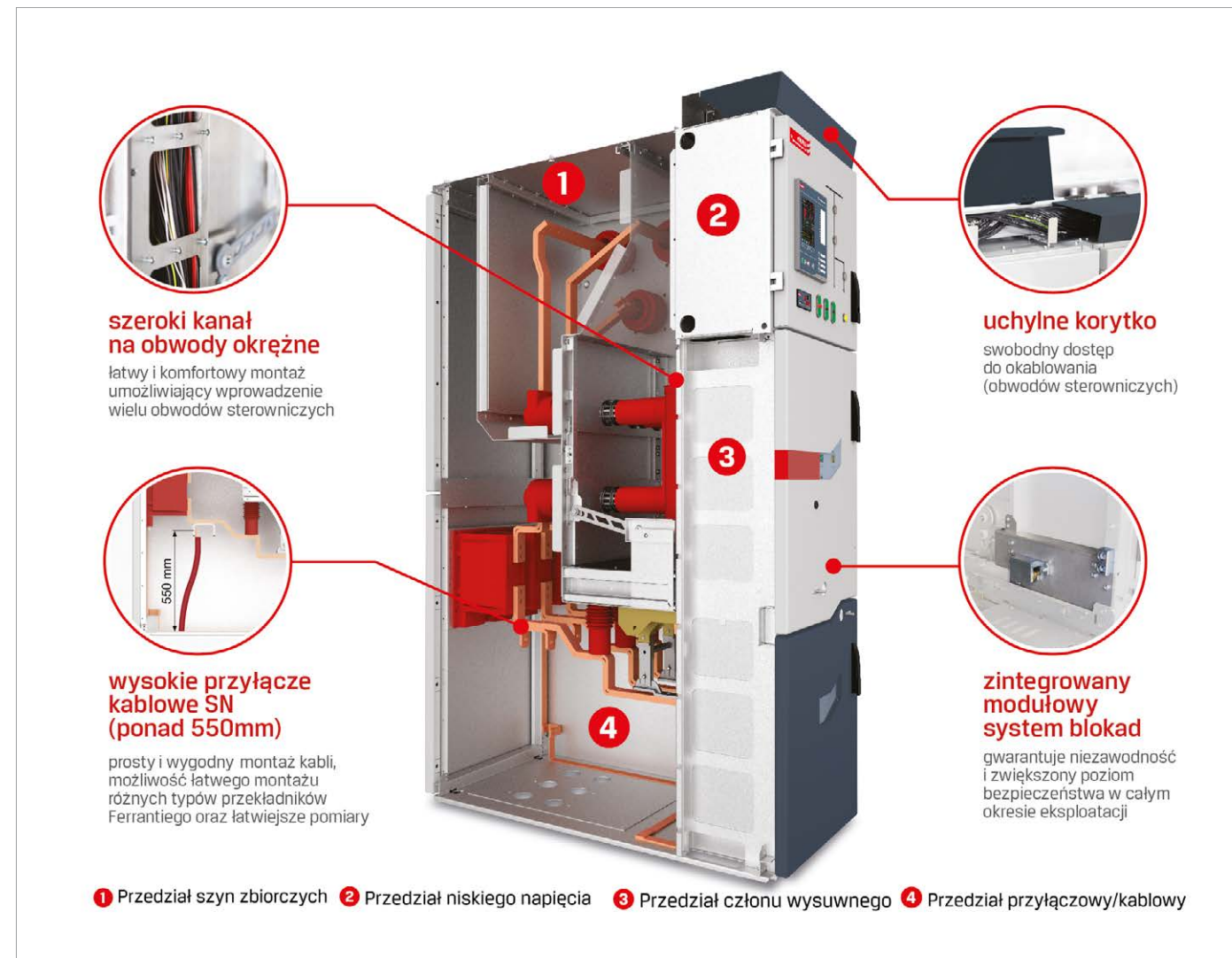
Nieustannie wzbogacając swoją wiedzę nowymi doświadczeniami i tajnikami dotyczącymi m.in. norm i wymagań dla stosowanych urządzeń, będąc jednocześnie blisko pracujących pod napięciem urządzeń, prowadząc rozmowy ze służbami eksploatacyjnymi strategicznych obiektów elektroenergetycznych, a co najważ-

niejsze – słuchając ich potrzeb – stworzył i wdrożył serię nowoczesnych rozdzielnic w izolacji powietrznej. Do tej grupy należą m.in. rozdzielnice jednosystemowe e²ALPHA, rozdzielnice dwusystemowe e²ALPHA-2S oraz rozdzielnice górnicze e²ALPHA-G. Realizacje oparte o serię e²ALPHA spotkały się z pełną akceptacją i uznaniem Inwe-

	Jednosystemowa rozdzielnica SN e ² ALPHA			Dwusystemowa rozdzielnica SN e ² ALPHA-2S		Górnicza rozdzielnica e ² ALPHA-G
System szyn zbiorczych	1			2		1
Przedziały	4			8		5
Dekompresja wewnętrzna	–			•		•
Dekompresja zewnętrzna	•			•		•
Napięcie znamionowe rozdzielnic	12 kV	17,5 kV	24 kV	12kV	17,5kV	12kV
Prąd znamionowy szyn zbiorczych, pól zasilających i sprzęgłowych	630-2000A	630-2000A	630-1250A	630-2500A	630-2500A	do 1250 A
Prąd znamionowy krótkotrwaływytrzymywany (3/(1s) ⁴)	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA
Odporność na działanie łuku wewnętrznego (1s)/(0,1s) ⁴	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA	do 31,5 kA	do 31,5 kA	do 25 kA
Wysokość pola	2100-2200 ³ mm	2100-2200 ³ mm	2300 mm	2680 mm	2680 mm	1800 mm
Głębokość pola	1250 ¹ / 1350 ² mm	1250 ¹ / 1350 ² mm	1440 mm	1750 mm	1750 mm	1480 mm
Dopuszczenie WUG	•			o		•

Objaśnienia: ¹ prąd szyn zbiorczych do 1250 A (12–17,5 kV), ² prąd szyn zbiorczych do 2000 A (12–17,5 kV), do 2500 A (12 kV), ³ 2200 mm dla prądu znamionowego powyżej 1600 A, ⁴ czas trwania zwarcia dla Rozdzielnic e²ALPHA-G, •/o – standard/opcja

Tab. 1. Charakterystyka rozdzielnic serii e²ALPHA



Rys. 1. Zalety konstrukcji rozdzielnic e²ALPHA

storów w zadaniach o różnych poziomach złożoności i skomplikowania, potwierdzając tym samym funkcjonalność i niezawodność urządzeń.

Unikatowa konstrukcja dostosowana do potrzeb użytkowników – seria rozdzielnic e²ALPHA

Konstruktorzy Elektrometal Energetyka SA wykorzystując dotychczasową wiedzę praktyczną oraz posługując się najnowocześniejszym oprogramowaniem wielowymiarowym, stworzyli unikatowe, najmniejsze na rynku konstrukcje w pełni przedziałowych pól rozdzielczych SN.

Stworzono konstrukcje odporne na szkodliwe czynniki atmosferyczne, przystosowane do pracy w wysokiej temperaturze i wilgotności. Ze względu na stale rosnące wymagania dotyczące wytrzymałości zwarciowej, obwody prądowe rozdzielnic zostały poddane

szczegółowej analizie za pomocą metody elementów skończonych (MES). Na jej podstawie można było optymalnie rozmieścić podpory szyn oraz ich przekroje.

Kolejne typy rozdzielnic w ramach serii e²ALPHA (tj. rozdzielnice e²ALPHA-2S, e²ALPHA-G) bazują na wielu sprawdzonych rozwiązaniach konstrukcyjnych stosowanych w rozdzielnicach jednosystemowej e²ALPHA. Niewątpliwymi zaletami są np. pełne rezerwowanie szyn zbiorczych w rozdzielnicach e²ALPHA-2S wykorzystywane w strategicznych stacjach elektroenergetycznych, jak również dekompresja wewnętrzna gazów połukowych w rozdzielnicach górniczych e²ALPHA-G, stosowanej w podziemiach wyrobisk górniczych.

Bezpieczeństwo i wygoda użytkownika serii e²ALPHA

Elektrometal Energetyka SA dostarcza klientom tylko sprawdzone i przebadane rozwiązania. Każda nowo projektowana konstrukcja

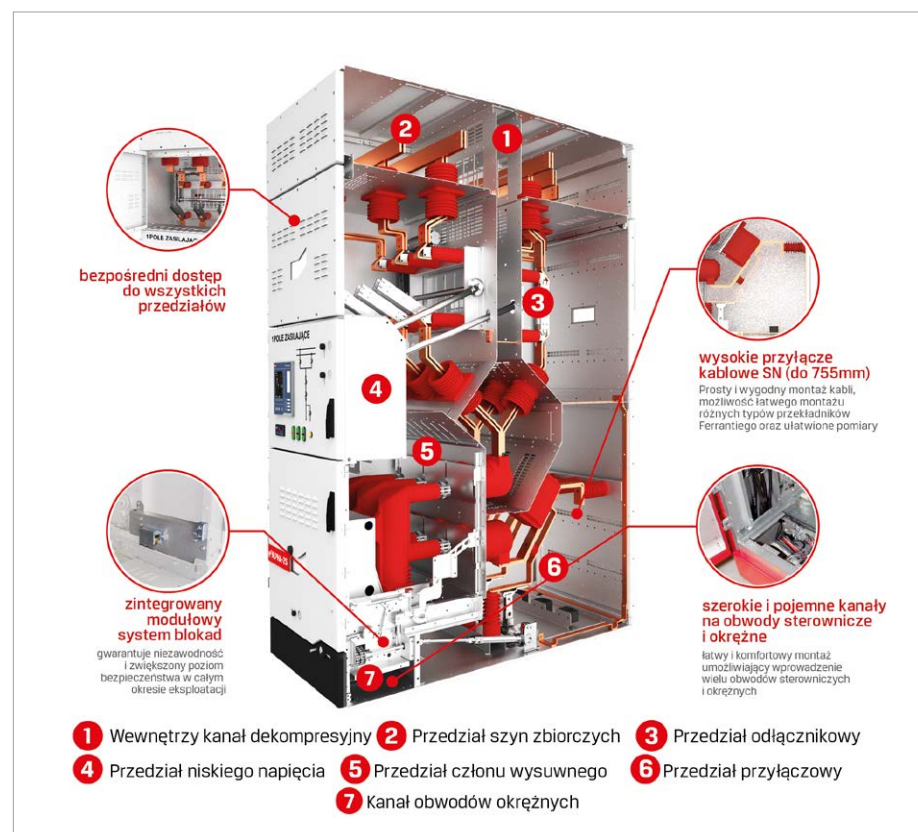
rozdzielnic przed wprowadzeniem do seryjnej produkcji przechodzi szereg prób i badań dla potwierdzenia wysokiej jakości, funkcjonalności oraz zgodności z aktualnie obowiązującymi normami i przepisami. Badania wykonywane są przez wysokokwalifikowany personel w laboratoriach własnych, jak również w zewnętrznych akredytowanych laboratoriach badawczych.

Dzięki stosowaniu i przestrzeganiu rygorystycznych standardów jakościowych, użytkownik otrzymuje wysokiej klasy niezawodny produkt spełniający wymagania pod względem funkcjonalno – eksploatacyjnym.

Konstruktorzy Elektrometal Energetyka SA zdecydowanie postawili na bezpieczeństwo! W tym celu w serii rozdzielnic e²ALPHA zastosowano autorski system blokad, wykonany w postaci jednego zintegrowanego modułu, nie wymagającego regulacji każdej blokady z osobna oraz eliminujący konieczność regulacji rozdzielnic przez producenta po zainstalowaniu na obiekcie. Rozdzielnice zostały również wypo-



Rys. 2. Widok pola rozdzielczego e²ALPHA



Rys. 3. Zalety konstrukcji rozdzielni e²ALPHA-2S

sażone w niezależny od typu wyłącznika system sterowania żaluzjami i blokadami.

W celu ułatwienia montażu i uruchomienia rozdzielni zaprojektowano, w zależności od typu konstrukcji, obszerne i łatwo dostępne przedziały obwodów okężnych, połączone z pojemnym wewnętrznym kanałem obwodów sterowniczych, który biegnie pionowo wzdłuż całego pola rozdzielczego. Rozwiązanie takie umożliwia wprowadzenie bardzo dużej ilości przewodów sterowniczych przy jednoczesnej wygodzie ich instalowania.

Dla wygody eksploatacji pól e²ALPHA, przy zachowaniu pełnej przedziałowości, w rozdzielnicach zastosowane zostały wysokie przyłącza kablowe (550 mm dla e²ALPHA i 755 mm dla e²ALPHA-2S), pozwalając na prosty i wygodny montaż kabli SN czy przekładników różnego typu.

Konstrukcje serii e²ALPHA zostały przystosowane do współpracy z aparaturą łączeniową i pomiarową różnych producentów, pozwalając tym samym użytkownikowi na swobodę doboru urządzeń pracujących w rozdzielnicach.

Nowoczesne podejście do projektowania rozdzielnic, prowadzące do optymalizacji konstrukcji e²ALPHA, pozwoliły na uzyskanie niewielkich gabarytów urządzeń, ułatwiając tym samym użytkownikowi dostęp do przedziału nn oraz łatwiejszą obserwację wskazań. Kompaktywna i sztywna konstrukcja sprawia, że rozdzielnice z powodzeniem mogą pracować w obiektach o ograniczonej przestrzeni do ich posadowienia.

Rozdzielnica jednosystemowa e²ALPHA

Rozdzielnica e²ALPHA jest doskonałym rozwiązaniem dla energetyki przemysłowej, dystrybucyjnej oraz kopalnianej. Zaawansowana konstrukcja wraz z niezawodnym systemem blokad predysponuje ją do zastosowań w szczególnie ważnych częściach systemu energetycznego, gdzie wymagana jest duża pewność zasilania (np. GPZ-ty, elektrownie, kopalnie).

Konstrukcja pola rozdzielczego e²ALPHA została wykonana z prefabrykowanych blach stalowych oraz Al-Zn o grubości od 1 do 3 mm. W miejscach szczególnie narażonych na oddziaływanie łuku wewnętrznego i ciśnienia gazów połukowych, wykorzystano wysokogatunkową blachę stalową o grubości 3 mm pokrytą farbą proszkową. Dodatkowo, w przypadku pól wykonywanych w łukoodporności 31,5 kA/1 s, drzwi przedziałów: przyłączowego oraz członu wysuwonego zaopatrzone w dodatkowe wzmocnienia i ekrany.

Rozdzielnica dwusystemowa e²ALPHA-2S

e²ALPHA-2S jest rodziną nowoczesnych w pełni przedziałowych rozdzielnic wewnętrznych średniego napięcia z podwójnym systemem szyn zbiorczych. Standardowy typoszerzeg e²ALPHA-2S składa się z celek rozdzielczych o szerokości 650, 800 i 1100 mm. Wysoki stopień bezpieczeństwa eksploatacji rozdzielnic e²ALPHA-2S został osiągnięty dzięki zastosowaniu rozbudowanego systemu blokad mechanicznych i elektrycznych oraz wzmocnionej konstrukcji mechanicznej pola cechującej się znacznym poziomem łukoodporności. Rozdzielnica występuje w wykonaniu IP4X, IP54 oraz WUG. Rozdzielnica e²ALPHA-2S dedykowana jest do rozdziału pierwotnego lub wtórnego energii elektrycznej w strategicznych obiektach elektroenergetycznych, gdzie wymagana jest duża niezawodność zasilania oraz możliwość rezerwowania drugim systemem szyn zbiorczych.

Konstrukcja pola składa się z sześciu niezależnych i wygradzonych metalowymi przegrodami przedziałów silnoprądowych (przedział szyn zbiorczych systemu I; przedział szyn zbiorczych systemu II; przedział odłącznika systemu I; przedział odłącznika systemu II; przedział wyłącznikowy, przedział przyłączowy/kablowy). Dodatkowo pole e²ALPHA-2S zostało wyposażone w jeden wewnętrzny kanał dekompresyjny, który w momencie wystąpienia w którymkolwiek z przedziałów zwarcia, zbiera i odprowadza powstałe ciśnienie oraz gazy połukowe w jedno miejsce.

Konstrukcja e²ALPHA-2S została zaprojektowana w sposób umożliwiający dostęp do każdego z przedziałów rozdzielni bez konieczności ingerencji w kolejny np. sąsiedni przedział. Rozwiązanie takie jest wygodne zarówno z perspektywy eksploatacji urządzenia jak również czynności serwisowych i przeglądowych. Podczas prac konserwacyjnych w obrębie jednego z przedziałów nie ingerujemy w inny.

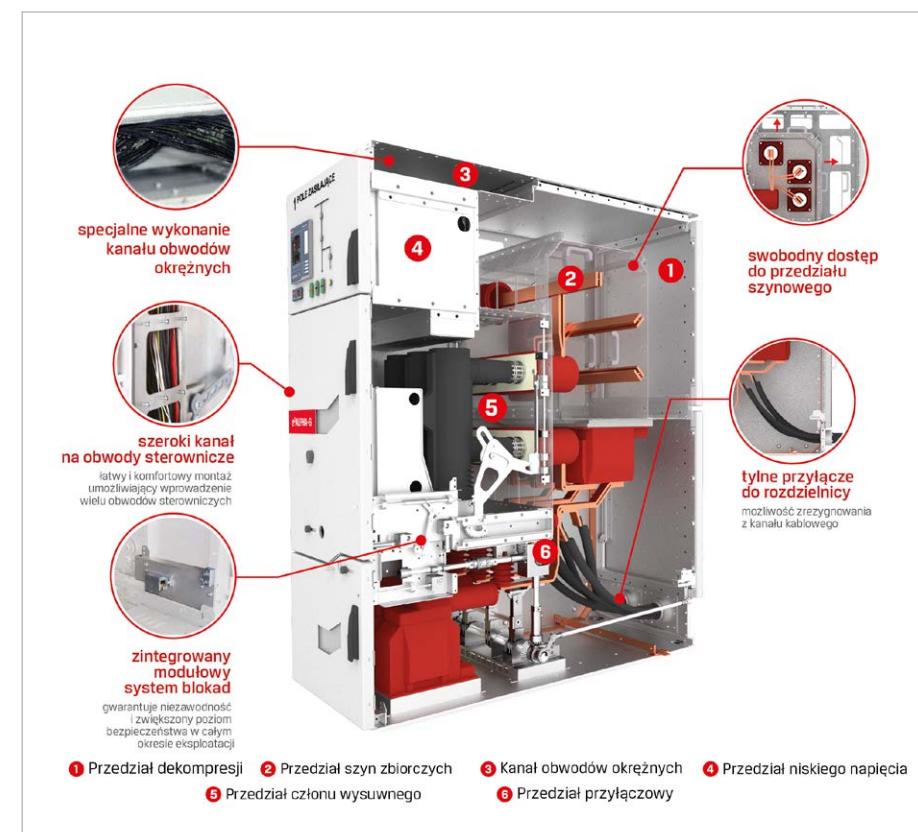
Specjalnie na potrzeby rozdzielni e²ALPHA-2S powstała rodzina odłączników o obciążalności zwarciorowej 31,5 kA/3 s, co zostało potwierdzone licznymi próbami w instytutach i laboratoriach.

Rozdzielnica górnicza e²ALPHA-G

e²ALPHA-G jest rodziną nowoczesnych czteropredziałowych rozdzielnic wewnętrznych średniego napięcia, przystosowanych do zabudowy w wyrobiskach kopalń węgla kamiennego.



Rys. 4. Widok pola rozdzielczego e²ALPHA-2S



Rys. 5. Zalety konstrukcji rozdzielni e²ALPHA-G



Rys. 6. Widok pola rozdzielczego e²ALPHA-G

nego i miedzi. Wysoki stopień bezpieczeństwa obsługi rozdzielnic e²ALPHA-G został osiągnięty dzięki zastosowaniu rozbudowanego systemu blokad mechanicznych i elektrycznych oraz wzmocnionej konstrukcji mechanicznej pola wyróżniającej się znacznym poziomem łukoodporności. Rozdzielnicę cechuje specjalna konstrukcja odporna na wysoką temperaturę

oraz wilgotność, a także możliwość podłączenia kabli od tyłu bez konieczności budowy specjalnego kanału kablowego.

Rozdzielnica e²ALPHA-G jest doskonałym rozwiązaniem dla energetyki górniczej. Zaawansowana konstrukcja, niewielkie gabaryty (m. in. wysokość 1800 mm), predysponuje ją do zastosowań w niskich wyrobiskach kopalń węgla ka-

miennego i miedzi, ze szczególnym uwzględnieniem trudnych warunków środowiskowych (wysoka temperatura i wilgotność).

Konstrukcja pola rozdzielczego e²ALPHA-G została wykonana z prefabrykowanych blach stalowych oraz ocynkowanych o grubości od 1 do 3 mm. W miejscach szczególnie narażonych na oddziaływanie łuku wewnętrznego oraz ciśnienia gazów połukowych wykorzystano wysokogatunkową blachę stalową o grubości 3 mm pokrytą farbą proszkową. Dodatkowo zastosowano szereg rozwiązań technicznych eliminujących niekorzystny wpływ wysokiej temperatury i wilgotności w miejscu zainstalowania. Ponadto konstrukcja rozdzielnic e²ALPHA umożliwia dekompresję wewnętrzną gazów połukowych, co predysponuje ją do stosowania w podziemiach wyrobisk górniczych.

Podsumowanie

W artykule przedstawiono tylko podstawowe i najbardziej namacalne korzyści ze stosowania serii rozdzielnic e²ALPHA. Dodatkowe funkcjonalności rozdzielnic, osiągane są poprzez stosowanie nowoczesnej elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej e²TANGO, która w połączeniu z unikatowym rozwiązaniem konstrukcyjnym rozdzielnic – buduje niezawodny system, znacząco podnoszący poziom bezpieczeństwa. Dzisiejsza elektroenergetyka to nie tylko podstawowe rozdzielnice średnich napięć służące wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej. Od urządzeń średnich napięć wymaga się coraz większej cyfryzacji. Funkcjonalności takie jak zdalne sterowanie, monitoring czy zdalny dostęp, są już w zasadzie standardem. Firma ELEKTROMETAL ENERGETYKA SA dostrzega potrzeby rynku, jednocześnie wprowadzając na potrzeby elektroenergetyki nowe trendy, czego wynikiem są kolejne, znajdujące zastosowanie zarówno na rynku polskim jak i zagranicznym – funkcjonalne urządzenia.



Elektrometal Energetyka SA

Elektrometal Energetyka SA

02-830 Warszawa

ul. Mazura 18A

tel. 22 350 75 50

faks 22 350 75 51

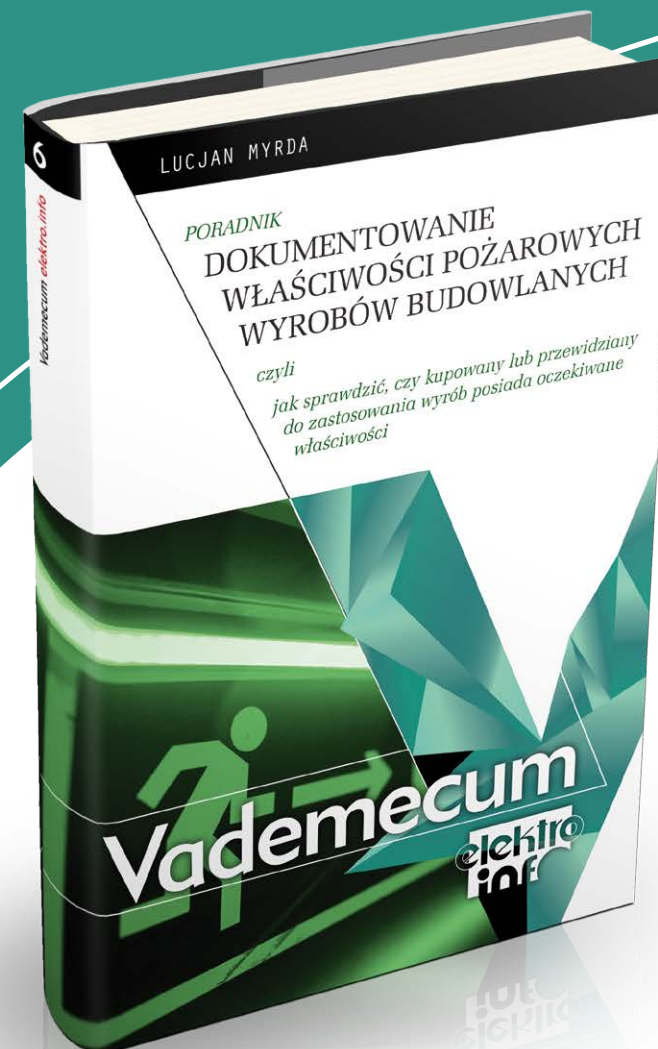
eaz@elektrometal-energetyka.pl

www.elektrometal-energetyka.pl



Rys. 7. Sterownik polowy e²TANGO

PREMIERA ENERGETAB 2022



Lucjan Myrda

Poradnik dokumentowanie właściwości pożarowych wyrobów budowlanych

Jak sprawdzić, czy kupowany lub przewidziany do zastosowania wyrób posiada oczekiwane właściwości?

Stan prawny: lipiec 2022

Książka zawiera materiały pomocnicze dotyczące dokumentowania właściwości wyrobów budowlanych!

Publikacja miesięcznika



Zamów:

www.wydawniczy.pl

dr hab. inż. Andrzej Ł. Chojnacki, prof. PŚk – Politechnika Świętokrzyska w Kielcach

Awaryjność transformatorów energetycznych 15/0,4 kV eksploatowanych w sieciach dystrybucyjnych

Rozwój współczesnego społeczeństwa jest uwarunkowany dostępem do różnorodnych nośników oraz źródeł energii. Znaczącą rolę odgrywa tu energia elektryczna, która ze względu na swoje właściwości jest niesubstituowalna w wielu zastosowaniach. W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera ciągłość zasilania odbiorców energią elektryczną. Zapewnienie ciągłości jest możliwe w przypadku zagwarantowania odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych w elektrowniach oraz utrzymania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w dobrym stanie.

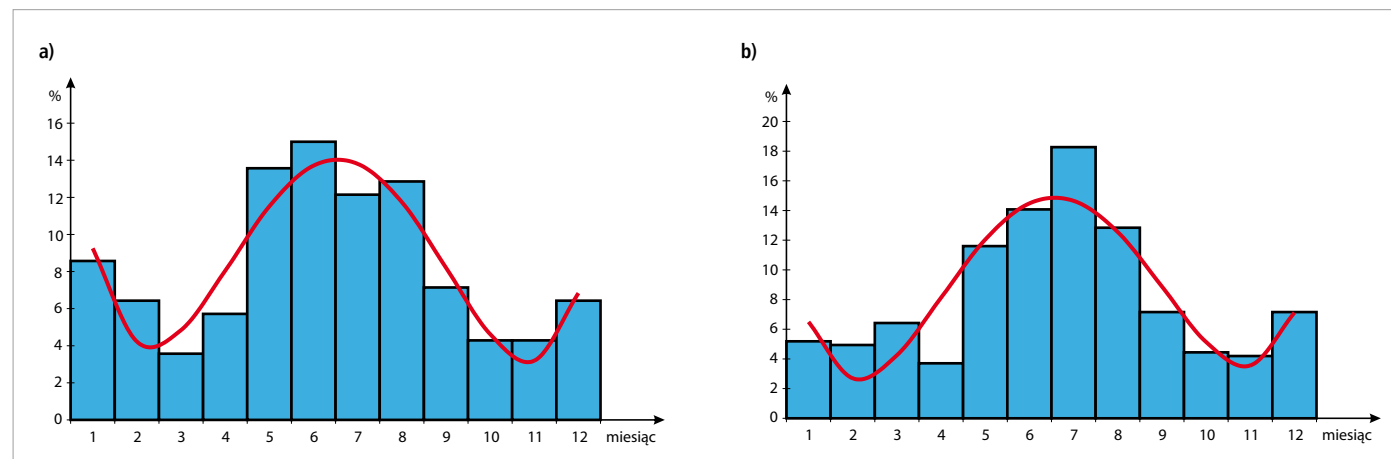
Poprawna i niezawodna praca sieci średniego napięcia jest możliwa w przypadku niezawodnej pracy poszczególnych urządzeń sieciowych. Transformatory są jednym z najważniejszych elementów stacji elektroenergetycznych SN/nn. Umożliwiają one przesył i odbiór energii elektrycznej przy najkorzystniejszych z technicznego i gospodarczego punktu widzenia wartościach napięć. Z drugiej strony, uszkodzenia transformatorów wpływają w zdecydowanym stopniu na awaryjność sieci, w których są one zainstalowane. W celu zapewnienia wysokiej niezawodności transformatorów należy monitorować ich pracę oraz zbierać dane na temat ich eksploatacji. Powyższe dane powinny być wykorzystane do analizy stanów eksploatacyjnych transformatorów. Według analiz wykonanych przez autora artykułu awaryjność transformatorów w stacjach średniego napięcia wynosi w stosunku rocznym około 0,45% ich całkowitej zainstalowanej liczby. Jest to dość znaczna liczba

awarii, która determinuje konieczność zbierania oraz analizy danych dotyczących uszkodzeń transformatorów SN/nn. Oceny zawodnościowej transformatorów autor dokonał poprzez analizę przyczyn awarii, określenie sezonowej zmienności częstości awarii, analizę czasu odnowy, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu przerw w zasilaniu odbiorców oraz ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców [5, 6, 9, 11, 13, 14]. Autor zwrócił także uwagę na silną korelację, jaka występuje między intensywnością awarii transformatorów, a chwilową temperaturą otoczenia w której są one eksploatowane. Wszelkie zamieszczone w artykule analizy, zostały przeprowadzone na podstawie obserwacji zasilania w ciągu dziesięciu lat, na terenie działania dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Ze względu na odmienne właściwości niezawodnościowe transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach wnetrzowych oraz w stacjach napowietrznych (słupowych). Wyznaczone zostały modele niezawodnościowe czasu trwania odnowy transformatorów, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu przerw w zasilaniu, a także ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Przeprowadzona została również, analiza sezonowości oraz przyczyn awarii transformatorów. W sposób szczególny został uwzględniony wpływ temperatury otoczenia na awaryjność tych urządzeń. **Słowa kluczowe:** transformatory, niezawodność, awaryjność, czas trwania awarii, modele niezawodnościowe.

STRESZCZENIE

Transformatory energetyczne SN/nn są podstawowymi elementami systemu dystrybucji energii elektrycznej. Ich właściwości niezawodnościowe w znacznej mierze wpływają na jakość i niezawodność dostaw energii. Ze względu na brak aktualnych badań w tym zakresie autor przeprowadził obszerne badania niezawodnościowe dotyczące awaryjności transformatorów dystrybucyjnych SN/nn na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. W artykule przedstawiona została analiza awaryjności transformatorów zainstalowanych w sieci średniego napięcia. Ze względu na odmienne warunki eksploatacyjne analizie poddano niezależnie transformatory eksploatowane w stacjach wnetrzowych oraz w stacjach napowietrznych (słupowych). Wyznaczone zostały modele niezawodnościowe czasu trwania odnowy transformatorów, czasu trwania wyłączeń awaryjnych, czasu przerw w zasilaniu, a także ilości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Przeprowadzona została również, analiza sezonowości oraz przyczyn awarii transformatorów. W sposób szczególny został uwzględniony wpływ temperatury otoczenia na awaryjność tych urządzeń.

Słowa kluczowe: transformatory, niezawodność, awaryjność, czas trwania awarii, modele niezawodnościowe.



Rys. 1. Wartości empiryczne i funkcja aproksymacyjna sezonowej zmienności częstości uszkodzeń transformatorów średniego napięcia eksploatowanych: a) w stacjach wnetrzowych, b) w stacjach napowietrznych rys. A.Ł. Chojnacki

wych oraz napowietrznych (słupowych), analizy dla tych dwóch populacji zostały przeprowadzone rozłącznie.

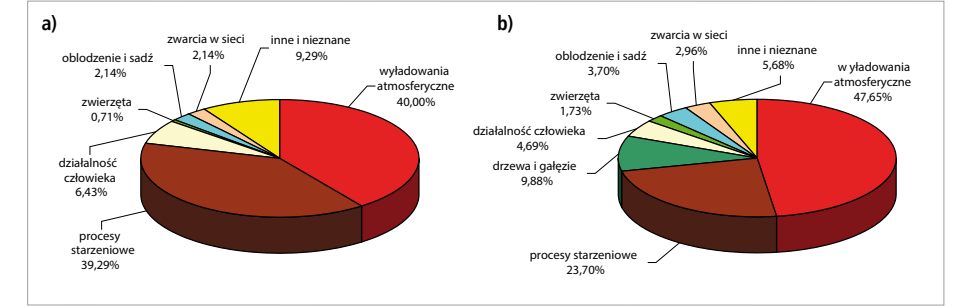
Analiza sezonowości oraz przyczyn awarii

Liczba obserwowanych transformatorów 15/0,4 kV wzrastała z 2374 na początku obserwacji do 2533 na koniec obserwacji w stacjach wnetrzowych oraz z 9385 na początku obserwacji do 9864 w ostatnim, dziesiątym roku obserwacji w stacjach napowietrznych. Statystyka uszkodzeń obejmuje 99 przypadków awarii transformatorów w stacjach wnetrzowych oraz 446 awarii transformatorów w stacjach napowietrznych. W tabeli 1. zostały przedstawione uszkodzenia transformatorów w poszczególnych miesiącach roku. Na rysunku 1. przedstawiony został histogram empirycznej częstości uszkodzeń transformatorów w kolejnych miesiącach roku.

Najwięcej awarii transformatorów zaobserwowano w miesiącach od maja do września. W okresie tym wystąpiło 85 awarii transformatorów w stacjach wnetrzowych oraz 259 awarii transformatorów w stacjach napowietrznych, co stanowi odpowiednio 60,71% oraz 63,95% wszystkich uszkodzeń. Kolejnym okresem podwyższonej zawodności jest okres zimy (styczeń, grudzień). W okresie tym wystąpiło 21 awarii w stacjach wnetrzowych oraz 50 awarii w stacjach napowietrznych, co stanowi 15,00% oraz 12,35% wszystkich uszkodzeń. W miesiącach lutym, marcu, kwietniu oraz październiku i listopadzie zawodność transformatorów kształtuje się poniżej śred-

Miejsce pracy transformatorów	Miesiąc											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Stacja wnetrzowa	8,57	6,43	3,57	5,71	13,57	15,00	12,14	12,86	7,14	4,29	4,29	6,43
Stacja napowietrzna	5,19	4,94	6,42	3,70	11,60	14,07	18,27	12,84	7,16	4,44	4,20	7,16

Tab. 1. Częstość awarii transformatorów SN/nn w poszczególnych miesiącach roku, w [%]



Rys. 2. Procentowy udział przyczyn awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach a) wnetrzowych, b) napowietrznych rys. A.Ł. Chojnacki

niej intensywności uszkodzeń, która wynosi 8,33%.

Sezonową zmienność częstości awarii w ciągu roku można opisać przy pomocy funkcji aproksymacyjnej o następującej postaci:

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

gdzie:

i – kolejny numer miesiąca;

a, b, c, d, e – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

Współczynniki funkcji aproksymacyjnych sezonowej zmienności częstości awarii transformatorów, przedstawionych na rysunku 1., wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: a=0,0312; b=-0,8215; c=6,9706; d=-20,6555; e=23,7254; natomiast dla transformatorów eksploatowanych w sta-

cjach napowietrznych: a=0,0313; b=-0,8185; c=6,8048; d=-18,9557; e=19,4358.

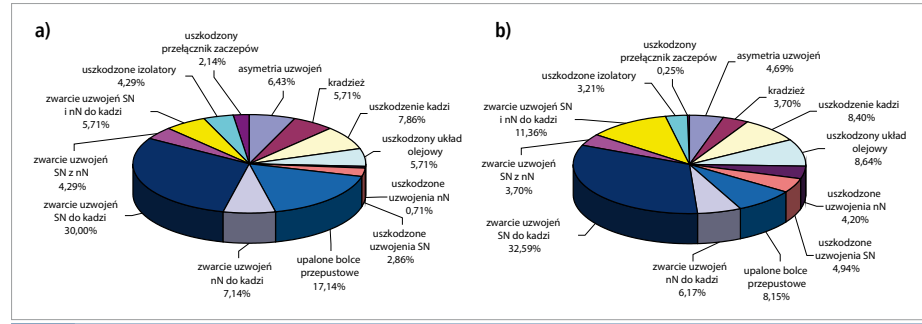
Współczynniki korelacji wyznaczonych funkcji w stosunku do danych empirycznych wynoszą odpowiednio $r_w = 0,93$ oraz $r_n = 0,90$.

W miesiącach letnich (maj – wrzesień) główną przyczyną awarii są burze, które spowodowały w tym czasie odpowiednio 62,35% oraz 66,02% wszystkich awarii transformatorów w stacjach wnetrzowych oraz napowietrznych. Czynniki które sprzyjają powstawaniu uszkodzeń w miesiącach letnich są także wysokie temperatury, zmiany wilgotności powietrza, a także przepięcia wynikające ze zwań przemijających oraz związane z nimi działanie automatyki zabezpieczeniowej.

Drugim okresem podwyższonej zawodności jest okres zimowy (styczeń, grudzień). Główną

Miejsce pracy transformatorów	Przyczyna awarii	Miesiąc											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Stacja wnetrzowa	Wyladowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,00	0,00	7,14	9,29	6,43	10,00	5,00	2,14	0,00	0,00
	Procesy starzeniowe	5,00	4,29	2,14	3,57	5,71	4,29	2,86	0,71	1,43	1,43	3,57	4,29
	Działalność człowieka	0,00	0,71	0,71	1,43	0,00	0,00	1,43	0,71	0,00	0,71	0,71	0,00
	Zwierzęta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00
	Oblodzenie i sadz	1,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71
	Zwarcia w sieci	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71
	Inne i nieznanne	1,43	1,43	0,71	0,71	0,71	0,71	1,43	0,71	0,71	0,00	0,00	0,71
Stacja napowietrzna	Wyladowania atmosferyczne	0,00	0,00	0,49	1,73	8,40	9,88	12,10	9,14	2,72	1,98	1,23	0,00
	Procesy starzeniowe	1,73	1,48	2,47	0,99	1,48	1,73	3,46	1,98	2,47	0,99	2,22	2,72
	Drzewa i gałęzie	0,74	0,74	1,48	0,25	0,49	0,74	0,49	1,48	0,74	0,99	0,49	1,23
	Działalność człowieka	0,25	0,99	0,74	0,25	0,49	0,49	0,99	0,00	0,25	0,00	0,00	0,25
	Zwierzęta	0,00	0,25	0,00	0,25	0,25	0,49	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
	Oblodzenie i sadz	1,73	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48
	Zwarcia w sieci	0,25	0,74	0,25	0,00	0,00	0,49	0,25	0,00	0,49	0,25	0,00	0,25
	Inne i nieznanne	0,49	0,49	0,74	0,25	0,49	0,25	0,74	0,25	0,49	0,25	0,25	0,99

Tab. 2. Przyczyny uszkodzeń transformatorów w poszczególnych miesiącach, w [%]



Rys. 3. Procentowy udział skutków awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach: a) wnetrzowych, b) napowietrznych rys. A.Ł. Chojnacki

przyczyną awarii w tym okresie są niskie temperatury oraz oblodzenie i sadź, które spowodowały w stacjach wnetrzowych 14,29%, natomiast w stacjach napowietrznych 26,00% wszystkich awarii.

Procentowy udział przyczyn awarii transformatorów z uwzględnieniem sezonowości, został zamieszczony w tabeli 2. Procentowy udział poszczególnych przyczyn awarii transformatorów w całkowitej liczbie awarii przedstawia rysunek 2.

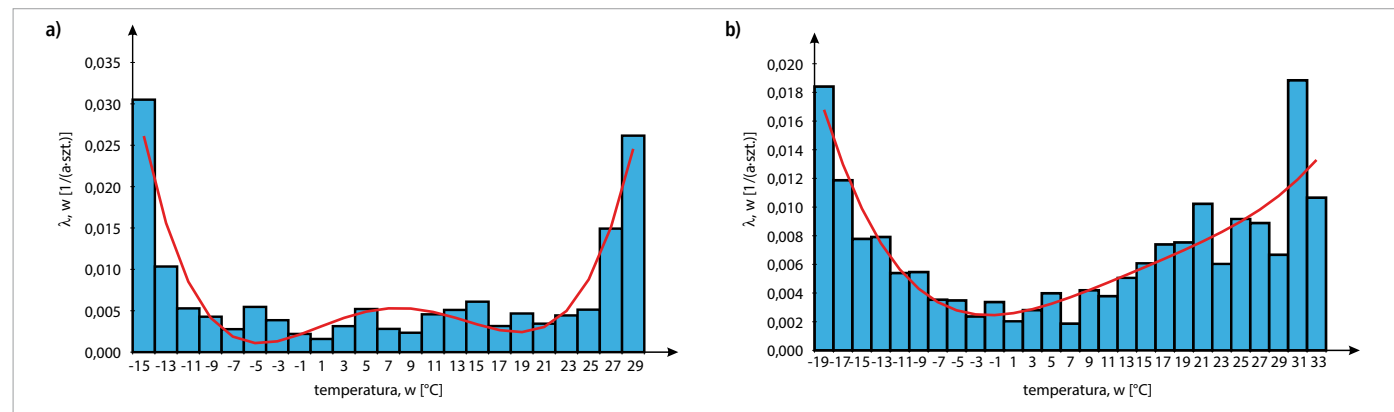
Awarie transformatorów polegają najczęściej na uszkodzeniu uzwojeń oraz kadzi. Znaczna liczba awarii polega także na uszkodzeniu izolatorów transformatora oraz upaleniu bolców przepustowych. Relatywnie często następuje zniszczenie całego transformatora w wyniku wyładowania atmosferycznego. Transformator taki ma najczęściej zniszczoną izolację zarówno po stronie niskiego, jak i wysokiego napięcia, a także izolację między SN i nn. Procentowy podział wszystkich uszkodzeń przedstawia rysunek 3.

Wpływ temperatury otoczenia na awaryjność transformatorów SN/nn

Przeprowadzona została analiza wpływu temperatury otoczenia na intensywność występowania awarii transformatorów. Ze wzglę-

du na ograniczony zakres niniejszego artykułu nie została tu przedstawiona metodyka prowadzenia w/w badań. Jej szczegółowy opis został przedstawiony w publikacji [2]. Ponieważ w warunkach klimatycznych Polski, temperatury o różnych wartościach posiadają różny czas występowania, jako wskaźnik częstości przyjęta została liczba awarii, które wystąpiły w rozważanym przedziale temperatury, odniesiona do czasu trwania tej temperatury w okresie prowadzenia badań. Intensywność awarii transformatorów w zależności od temperatury otoczenia przedstawia rysunek 4.

Funkcje aproksymacyjne częstości uszkodzeń przedstawione na rysunku 4., są wielomianami czwartego stopnia wyrażonymi zależnością (1) z tym, że i oznacza w nich temperaturę otoczenia. Współczynniki funkcji aproksymacyjnej intensywności awarii transformatorów w funkcji temperatury otoczenia, wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: a = 19,4·10⁻⁸; b = -5,7·10⁻⁶; c = 10,17·10⁻⁶; d = 522,9710⁻⁶; e = 2618,85·10⁻⁶, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: a = 1,59·10⁻⁸; b = -90,19·10⁻⁸; c = 20,23·10⁻⁶; d = 67,87·10⁻⁶; e = 2508,5910⁻⁶. Współczynniki korelacji funkcji teoretycznych z danymi empirycznymi wynoszą odpowiednio r_w = 0,94 oraz r_n = 0,89.



Rys. 4. Zależność intensywności awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach: a) wnetrzowych, b) napowietrznych, od temperatury otoczenia rys. A.Ł. Chojnacki

Badanie wpływu temperatury otoczenia na awaryjność transformatorów okazuje się zagadnieniem bardzo istotnym. Mimo nowoczesnych metod projektowania oraz znacznego postępu w dziedzinie inżynierii materiałowej, aktualnie eksploatowane konstrukcje transformatorów wydają się być zbyt mało odporne na skrajne wartości temperatur otoczenia, zarówno dodatnie, jak i ujemne. Według publikacji [3] temperatura jest przyczyną uszkodzenia lub też czynnikiem ułatwiającym uszkodzenie w około 41% przypadków awarii transformatorów energetycznych SN/nn.

Czas trwania awarii

Czas trwania awarii jest definiowany jako czas, który upływa od momentu uszkodzenia do momentu zakończenia naprawy z jednoczesną możliwością przywrócenia zasilania i dostarczenia odbiorcom potrzebnej mocy [8, 9, 10, 12, 13]. Czas ten, zwany jest również czasem usuwania awarii lub czasem odnowy. Określenie to jest związane z przejściem urządzenia ze stanu niezdatności do ponownego stanu zdadności ruchowej [9, 13, 14].

Wartość tego czasu zależy przede wszystkim od zakresu awarii oraz możliwości organizacyjnych i technicznych brygad remontowych. Urządzenia elektryczne można podzielić na odnawialne oraz nieodnawialne. Transformatory SN należą do grupy urządzeń odnawialnych, jednak proces odnowy zachodzi zazwyczaj poza stacją, czyli z punktu widzenia stacji transformator jest elementem nieodnawialnym (na miejscu uszkodzonego instaluje się inny, zaś uszkodzony podlega odnowie w odpowiednim zakładzie remontowym). Jedynie w razie poważnych uszkodzeń jednostki transformatorowe są w całości złomowane [13, 14].

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania awa-

rii (odnowy) transformatorów SN/nn. Wartość średnią z próby $\bar{t}_a$ oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności [7, 9]:

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

gdzie:

$\bar{t}_a$ – wartość średnia z próby;

t_i – 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.

Otrzymane średnie wartości czasów trwania awarii wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych – $\bar{t}_{aw} = 7,72$ h oraz dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych – $\bar{t}_{an} = 7,40$ h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością [7, 9]:

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

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 [7, 9, 14]:

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

Na podstawie wykonanych obliczeń, przeprowadzonych na poziomie istotności $\alpha = 0,05$, otrzymano: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych $s_{aw} = 5,60$ h oraz przedział ufności dla średniej $6,59 \text{ h} < t_{aw} < 8,84$ h, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych $s_{an} = 5,79$ h oraz przedział ufności dla średniej $6,86 \text{ h} < t_{an} < 7,94$ h.

Na podstawie danych empirycznych została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu odnowy transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych oraz o wykładniczym rozkładzie czasu odnowy transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych.

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu logarytmiczno-normalnego ma postać [2, 11, 12, 14]:

$$f(t_a) = \frac{\log e}{t_a \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[-\frac{(\log t_a - m)^2}{2 \cdot \sigma^2} \right] \quad (5)$$

gdzie:

m – wartość oczekiwana zmiennej losowej $\log t_a$;

σ – odchylenie standardowe zmiennej losowej.

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu wykładniczego wyraża się natomiast zależnością [2, 11, 12, 14]:

$$f(t_a) = \lambda \cdot e^{-\lambda t_a} \quad (6)$$

gdzie:

λ – parametr rozkładu wykładniczego równy odwrotności wartości średniej z próby:

$$\lambda = \frac{1}{\bar{t}_a} \quad (7)$$

Wyznaczone parametry rozkładów są następujące: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $m_{aw} = 1,8070$ oraz $\sigma_{aw} = 0,6991$, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych $\lambda_{an} = 0,1321$.

Rozkłady empiryczne i teoretyczne czasu trwania odnowy transformatorów średniego napięcia, a także wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie za pomocą testów λ Kołmogorowa i χ^2 Pearsona przedstawia rysunek 5.

Dla analizowanej próby transformatorów SN/nn wyznaczone zostały także: średnia intensywność uszkodzeń oraz odnowy, a także współczynnik zawodności. Zależność teoretyczna, z której wyznaczono średnią intensywność uszkodzeń ma postać [2, 14]:

$$\bar{\lambda} = \frac{2 \cdot m_a}{(n_p + n_k) \cdot \Delta t} \quad (8)$$

gdzie:

m_a – zaobserwowana liczba awarii;

n_p – liczność próbki na początku okresu obserwacji;

n_k – liczność próbki na końcu okresu obserwacji;

Δt – czas obserwacji.

Zależność, z której można wyznaczyć współczynnik zawodności [2, 14]:

$$q = \frac{\bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a}{1 + \bar{\lambda} \cdot \bar{t}_a} \quad (9)$$

Znając $\bar{\lambda}$ oraz q można wyznaczyć średnią intensywność odnowy z zależności [2, 14]:

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{\lambda} \cdot (1 - q)}{q} \quad (10)$$

Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych:

$\bar{\lambda}_{aw} = 40,35 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$, $\bar{\mu}_{aw} = 1133,42 \frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$ oraz $q_{aw} = 3,56 \cdot 10^{-6}$, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $\bar{\lambda}_{an} = 46,34 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$, $\bar{\mu}_{an} = 1185,16 \frac{1}{a \cdot \text{szt.}}$ oraz $q_{an} = 3,91 \cdot 10^{-6}$.

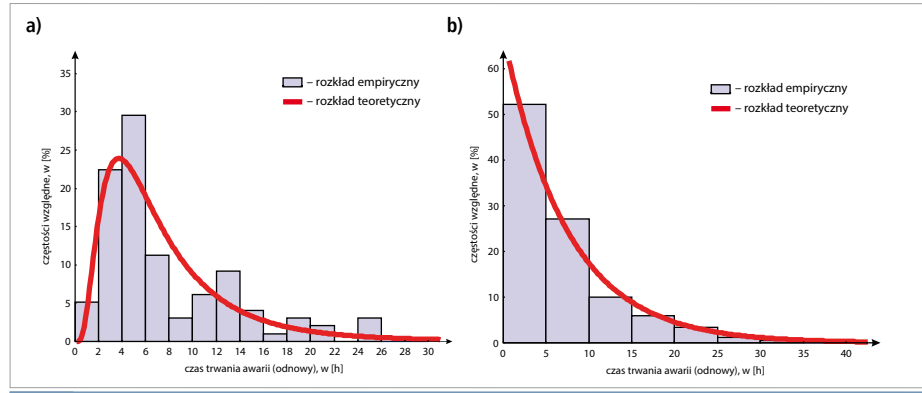
Czas trwania wyłączeń awaryjnych

Kolejnym wskaźnikiem poddanym analizie jest czas trwania wyłączenia awaryjnego t_{wa} . Jest to czas liczony od chwili wyłączenia obiektu (samoczynnego lub przez obsługę) w wyniku jego uszkodzenia, do chwili załączenia tego obiektu pod napięcie, po jego naprawie. Czas ten nie jest równoważny czasowi trwania awarii, ponieważ po usunięciu głównej przyczyny awarii, urządzenie może zostać załączone pod napięcie, mimo że nadal pozostaje w stanie awarii, pod warunkiem, że może ono wykonywać całkowicie lub w ograniczonym zakresie swoje funkcje oraz nie stwarza zagrożenia dla obsługi. Prace kończące usuwanie awarii mogą być wykonywane pod napięciem. W czasie tym mimo, iż awaria nie została jeszcze usunięta, urządzenie nie znajduje się już w stanie wyłączenia awaryjnego. Ponadto nie każda awaria powoduje samoczynne wyłączenie urządzenia. W tym przypadku urządzenie znajdujące się w stanie awarii nie znajduje się w stanie wyłączenia awaryjnego. Zależności pomiędzy czasem awarii, czasem trwania wyłączeń awaryjnych oraz czasem przerw w zasilaniu odbiorców zostały szczegółowo przeanalizowane w publikacji [5].

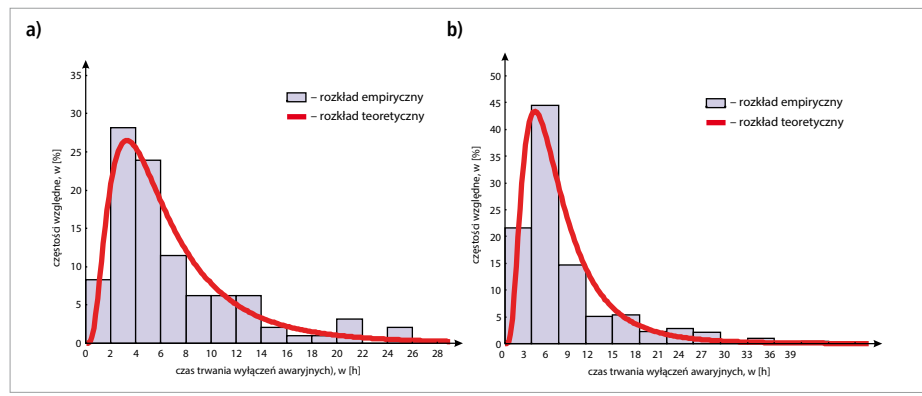
Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania wyłączeń awaryjnych transformatorów SN/nn. Wartość średnią z próby $\bar{t}_{wa}$ oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności (2). Otrzymane średnie wartości czasów trwania wyłączeń awaryjnych wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych – $\bar{t}_{waw} = 6,98$ h oraz dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych $\bar{t}_{wan} = 6,63$ h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością (3), a odchylenie standardowe z próby według zależności (4).

Na podstawie wykonanych obliczeń otrzymano: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych $s_{waw} = 5,27$ h oraz przedział ufności dla średniej $5,91 \text{ h} < t_{waw} < 8,04$ h, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych $s_{wan} = 5,58$ h oraz przedział ufności dla średniej $6,11 \text{ h} < t_{wan} < 7,16$ h.



Rys. 5. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych: a) w stacjach wnetrzowych ($\lambda = 0,820 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 4,11 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$) oraz b) w stacjach napowietrznych ($\lambda = 1,263 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 2,93 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$) rys. A.Ł. Chojnacki



Rys. 6. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych transformatorów SN/nn eksploatowanych: a) w stacjach wnetrzowych ($\lambda = 0,714 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 3,09 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$), b) w stacjach napowietrznych ($\lambda = 1,268 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 4,73 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$) rys. A.Ł. Chojnacki

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o logarytmiczno-normalnym rozkładzie czasu trwania wyłączeń awaryjnych zarówno w przypadku transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych, jak i napowietrznych. Funkcja gęstości prawdopodobieństwa rozkładu logarytmiczno-normalnego ma postać (5). Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $m_{waw} = 1,6827$, $\sigma_{waw} = 0,7138$, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $m_{wan} = 1,6443$, $\sigma_{wan} = 0,6641$.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych transformatorów SN/nn oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia **rysunek 6**.

Dla analizowanej próby transformatorów SN/nn wyznaczone zostały także: średnia intensywność wyłączeń awaryjnych oraz ich likwidacji, a także współczynnik zawodności dotyczący wyłączeń awaryjnych. W tym celu wykorzystano zależności (8), (9) oraz (10).

Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $\bar{\lambda}_{waw} = 39,13 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot szt.}$, $\mu_{waw} = 1254,16 \frac{1}{a \cdot szt.}$ oraz $q_{waw} = 3,12 \cdot 10^{-6}$, a także dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $\bar{\lambda}_{wan} = 44,78 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot szt.}$, $\mu_{wan} = 1320,94 \frac{1}{a \cdot szt.}$ oraz $q_{wan} = 3,39 \cdot 10^{-6}$.

Wyznaczone wartości udziału intensywności wyłączeń awaryjnych (u) oraz udziału wyłączeń awaryjnych (k), wyrażone zależnościami [5]:

$$u = \frac{\bar{\lambda}_{wa}}{\lambda} \quad (11)$$

oraz

$$k = \frac{q_{wa}}{q} \quad (12)$$

wynoszą dla transformatorów pracujących w stacjach wnetrzowych: $u = 0,97$, $k = 0,88$, natomiast dla transformatorów pracujących w stacjach napowietrznych: $u = 0,97$, $k = 0,87$. Oznacza to, że w 97 na 100 przypadków awarii transformatorów następuje wyłączenie awaryjne transformatora, natomiast w 3 przypadkach na 100

awaria nie powoduje wyłączenia urządzenia oraz jest usuwana bez konieczności jego wyłączenia przez obsługę. Współczynnik k wskazuje natomiast, że łączny czas wyłączeń awaryjnych transformatorów stanowi średnio, odpowiednio około 88% oraz 87% całkowitego czasu trwania awarii tych urządzeń w rozważanym okresie czasu.

Czas trwania przerwy w zasilaniu odbiorców

Czas przerwy w zasilaniu odbiorców energii elektrycznej 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, natomiast drugim dopuszczana przez energetykę praca układu elektroenergetycznego z uszkodzonym transformatorem, jeżeli nie stwarza on zagrożenia dla osób postronnych oraz może w ograniczonym zakresie wypełniać swoje funkcje.

Na podstawie danych empirycznych przeprowadzona została weryfikacja parametryczna oraz nieparametryczna czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców. Wartość średnią z próby $\bar{t}_p$ oszacowano metodą największej wiarygodności, na podstawie zależności (2). Otrzymane średnie wartości czasów trwania przerw w zasilaniu wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych – $\bar{t}_{pw} = 3,64$ h oraz dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych – $\bar{t}_{pn} = 4,93$ h.

Przedział ufności dla średniej wyznacza się zgodnie z zależnością (3), a odchylenie standardowe z próby według zależności (4). Na podstawie wykonanych obliczeń otrzymano: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $s_{pw} = 3,84$ h oraz przedział ufności dla średniej $2,83$ h $< t_{pw} < 4,44$ h, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $s_{pn} = 4,02$ h oraz przedział ufności dla średniej $4,55$ h $< t_{pn} < 5,31$ h.

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o rozkładzie wykładniczym czasu przerw w zasilaniu w przypadku uszkodzenia transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych oraz o rozkładzie logarytmiczno-normalnym czasu przerw w zasilaniu w przypadku uszkodzenia transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych. Funkcje gęstości prawdopo-

dobieństwa tych rozkładów wyrażone są odpowiednio zależnościami (6) oraz (5).

Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $\lambda_{pw} = 0,2749$ oraz dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $m_{pn} = 1,2831$, $\sigma_{pn} = 0,8775$.

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania przerw w zasilaniu odbiorców na skutek uszkodzenia transformatorów SN/nn oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia **rysunek 7**.

Dla analizowanej próby transformatorów wyznaczone zostały także: średnia intensywność przerw w zasilaniu odbiorców oraz ich likwidacji, a także współczynnik zawodności dotyczący przerw awaryjnych. W tym celu wykorzystano zależności (8), (9) oraz (10).

Otrzymane z próby średnie parametry zawodnościowe wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $\bar{\lambda}_{pw} = 37,09 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot szt.}$, $\mu_{pw} = 2408,44 \frac{1}{a \cdot szt.}$ oraz $q_{pw} = 1,54 \cdot 10^{-6}$, a także dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $\bar{\lambda}_{pn} = 44,26 \cdot 10^{-4} \frac{1}{a \cdot szt.}$, $\mu_{pn} = 1777,51 \frac{1}{a \cdot szt.}$ oraz $q_{pn} = 2,49 \cdot 10^{-6}$.

Energia elektryczna niedostarczona do odbiorców na skutek awarii transformatorów SN/nn

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. Jej wartość można wyznaczyć z zależności:

$$\Delta A = P_{sr} \cdot t_p \quad (13)$$

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.

Na podstawie dobowych wykresów obciążenia oraz czasów trwania przerwy w zasilaniu odbiorców oszacowana została ilość niedostarczonej energii dla przypadku awarii transformatorów SN/nn. Otrzymane śred-

nie ilości niedostarczonej energii wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych – $\bar{\Delta A}_w = 956,74$ kWh oraz dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych – $\bar{\Delta A}_n = 776,34$ kWh. Wyznaczone zostały także odchylenia standardowe oraz przedziały ufności dla średniej: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $s_{Aw} = 969,92$ kWh oraz przedział ufności dla średniej $752,43$ kWh $< \Delta A_w < 1161,06$ kWh, natomiast dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych $s_{An} = 1281,58$ kWh oraz przedział ufności dla średniej $653,57$ kWh $< \Delta A_n < 899,12$ kWh.

Na podstawie danych empirycznych, została założona hipoteza o rozkładzie wykładniczym niedostarczonej energii dla przypadku awarii transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych oraz rozkładzie logarytmiczno-normalnym dla przypadku awarii transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych. Wyznaczone wartości parametrów rozkładu wynoszą: dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wnetrzowych: $\lambda_{Aw} = 0,00105$ oraz dla transformatorów eksploatowanych w stacjach napowietrznych: $m_{An} = 5,8785$, $\sigma_{An} = 1,1939$.

Dlaczego warto prenumerować elektro.info?

- » 10 numerów w roku (numery łączone: 1/2, 7/8 – w cenie numeru pojedynczego)
- » Przesyłka na koszt wydawnictwa
- » Prenumerata w formie pdf do pobrania na nośnik zewnętrzny (laptop, tablet itp.)
- » Link do pobrania wersji pdf czasopisma otrzymujesz niezwłocznie po ukazaniu się danego numeru
- » Dostęp do wszystkich treści zamieszczonych na stronie internetowej www.elektro.info.pl otrzymujesz niezwłocznie po zaksięgowaniu wpłaty na konto

Prenumerata papierowa



EDUKACYJNA ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 93,00 zł

PÓŁROCZNA
5 numerów + półroczny dostęp do wszystkich treści portalu (183 dni)
cena: 93,00 zł

ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 156,00 zł

DWULETNI
20 numerów + dwuletni dostęp do wszystkich treści portalu (730 dni)
cena: 282,00 zł

Prenumerata PDF



ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 156,00 zł

DWULETNI
20 numerów + dwuletni dostęp do wszystkich treści portalu (730 dni)
cena: 282,00 zł

Prenumerata papierowa + PDF



ROCZNA
10 numerów + roczny dostęp do wszystkich treści portalu (365 dni)
cena: 202,00 zł

DWULETNI
20 numerów + dwuletni dostęp do wszystkich treści portalu (730 dni)
cena: 282,00 zł

FORMULARZ ZAMÓWIENIA

Zamawiam:

■ Prenumeratę papierową:

☐ edukacyjną – 93 zł ☐ półroczną – 93 zł
☐ roczną – 156 zł ☐ dwuletnią – 282 zł od numeru

■ Prenumeratę PDF:

☐ roczną – 156 zł ☐ dwuletnią – 282 zł od numeru

■ Prenumeratę papierową + PDF:

☐ roczną – 202 zł ☐ dwuletnią – 366 zł od numeru

Nazwa firmy

Ulica i numer

Kod pocztowy

Miejscowość

Osoba zamawiająca

Rodzaj działalności

NIP

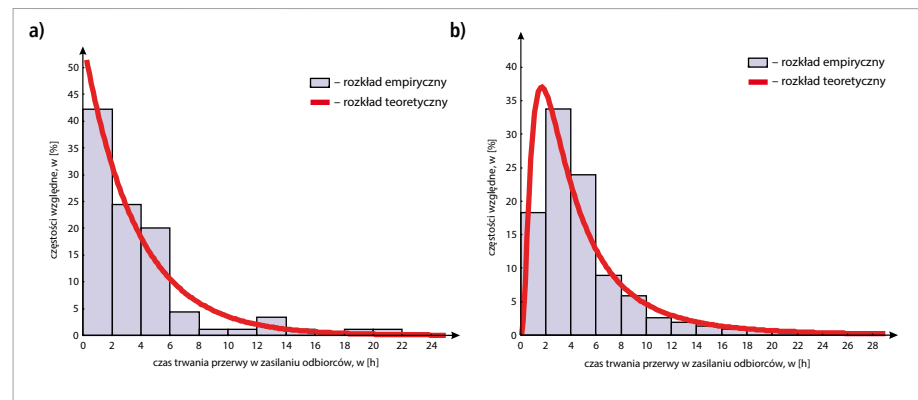
Telefon kontaktowy

e-mail:

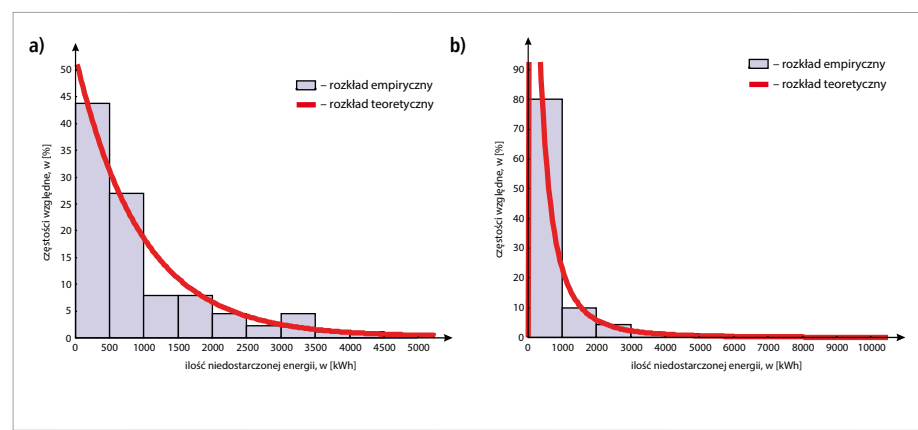
Wysyłka będzie realizowana po dokonaniu wpłaty na konto:
Volkswagen Bank Polska S.A., 09 2130 0004 2001 0616 6862 0001

Administratorem Państwa danych osobowych jest Grupa MEDIUM Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K., nr KRS: 0000537655, z siedzibą w 04-112 Warszawa, ul. Karłowicza 18, tel. +48 22 810-21-24, wydawca elektro.info.
Wyrażam zgodę na przetwarzanie moich danych osobowych przez Grupę MEDIUM Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K. w celu zamówienia prenumeraty. Przysługuje Pani/Panu prawo do wglądu do swoich danych, aktualizowania, poprawiania oraz całkowitego usunięcia ich, a także wniesienia sprzeciwu wobec ich przetwarzania. Podanie danych ma charakter dobrowolny. Dane są chronione zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r.

Upoważniam GRUPĘ MEDIUM do wystawienia faktury VAT bez podpisu odbiorcy.
Data: Podpis:



Rys. 5. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych: a) w stacjach wewnętrznych ($\lambda = 0,820 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 4,11 < \chi^2_{\alpha} = 5,89$) oraz b) w stacjach napowietrznych ($\lambda = 1,263 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 2,93 < \chi^2_{\alpha} = 3,33$) rys. A.Ł. Chojnacki



Rys. 6. Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasu trwania wyłączeń awaryjnych transformatorów SN/nn eksploatowanych: a) w stacjach wewnętrznych ($\lambda = 0,714 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 3,09 < \chi^2_{\alpha} = 5,23$), b) w stacjach napowietrznych ($\lambda = 1,268 < \lambda_{\alpha} = 1,358$; $\chi^2 = 4,73 < \chi^2_{\alpha} = 7,26$) rys. A.Ł. Chojnacki

Empiryczne i teoretyczne funkcje gęstości prawdopodobieństwa niedostarczonej energii oraz wyniki weryfikacji hipotezy o rozkładzie przedstawia **rysunek 8**.

I Podsumowanie

Współczesny odbiorca energii wymaga wysokiej niezawodności jej dostaw. Nieciągłość zasilania energią elektryczną powoduje u odbiorcy straty gospodarcze. U odbiorcy przemysłowego straty z powodu niewykonania produkcji lub jej nieterminowego wykonania, u odbiorcy komunalnego z powodu ograniczenia jego aktywności. Z tego powodu bardzo ważnym obecnie problemem jest znalezienie optymalnych warunków eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych, w tym również transformatorów SN/nn. Istotne jest także poznanie mechanizmów prowadzących do uszkodzenia urządzeń oraz określenie procesów mających na celu przedłużenie okresu ich poprawnej pracy. W tym celu należy dokonać kompleksowej analizy niezawodnościowej tych urządzeń. Szczególne znaczenie

ma tutaj analiza prowadzona w dość długim przedziale czasowym.

W artykule przedstawiono analizę awaryjności transformatorów SN/nn zainstalowanych w sieci średniego napięcia dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Na jej podstawie wyznaczono średni czas trwania odnowy transformatorów, średni czas trwania wyłączeń awaryjnych oraz średni czas przerwy w zasilaniu odbiorców, a także średnią ilość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców. Wyznaczono funkcje gęstości prawdopodobieństwa, a także dokonano ich weryfikacji. Zaproponowane rozkłady prawdopodobieństwa są rozkładami logarytmiczno-normalnymi oraz wykładniczymi. Dokonano także analizy sezonowości oraz przyczyn awarii. Ze względu na odmienne warunki eksploatacji transformatorów w stacjach wewnętrznych oraz napowietrznych, analizę przeprowadzono rozłącznie dla transformatorów eksploatowanych w stacjach wewnętrznych i napowietrznych.

Na podstawie przeprowadzonych badań można wyciągnąć szereg wniosków. Przede wszystkim transformatory eksploatowane

w stacjach wewnętrznych mają nieco korzystniejsze wskaźniki niezawodnościowe w porównaniu ze wskaźnikami transformatorów eksploatowanych napowietrznie. Wynika to przede wszystkim z wpływu warunków atmosferycznych (wiatr, temperatura otoczenia, oblodzenie, opady, wyładowania atmosferyczne itp.) na urządzenia napowietrzne.

Od wielu lat obserwowany jest trend zmniejszania się intensywności uszkodzeń transformatorów. Wartości intensywności awarii uzyskane zarówno dla transformatorów eksploatowanych wewnątrz, jak i napowietrznie są mniejsze niż intensywności prezentowane za ostatnie lata w oficjalnych statystykach elektroenergetyki [1, 4]. Jednocześnie wskaźniki te nie są zadowalające, jeżeli porównamy je chociażby z analogicznymi wskaźnikami wyznaczonymi dla krajów Europy zachodniej.

Badania sezonowości awarii pozwalają na stwierdzenie, iż przeglądy, remonty oraz pomiary transformatorów powinny być wykonywane w miesiącach luty, marzec, kwiecień, październik oraz listopad. Są to bowiem miesiące o najmniejszej intensywności awarii tych urządzeń. Okresem zwiększonej intensywności uszkodzeń są miesiące wiosna – lato (maj – wrzesień). Analiza przyczyn awarii pozwala na stwierdzenie, iż najwięcej awarii jest powodowanych przez wyładowania atmosferyczne. W dużej mierze świadczy to o nieskuteczności ochrony przeciwprzepięciowej i odgromowej.

Badając przyczyny awarii należy zauważyć, że niebagatelną rolę odgrywa w tym zakresie temperatura otoczenia. Jest ona zarówno czynnikiem odpowiedzialnym za powstawanie uszkodzeń (np. przegrzanie transformatora), jak i czynnikiem współodpowiedzialnym za ich powstawanie (np. wzrost kruchości materiałów, zwiększenie lepkości i krzepnięcie cieczy, zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej oraz kurczenie się materiałów). Według publikacji [3] temperatura otoczenia jest czynnikiem odpowiedzialnym lub współodpowiedzialnym za uszkodzenia w około 41% przypadków awarii transformatorów SN/nn. Uzyskane w niej wyniki pozwalają na stwierdzenie, iż problem wpływu temperatury otoczenia na uszkodzenia transformatorów SN/nn nie jest jeszcze wystarczająco rozpoznany. Należy prowadzić w tym zakresie dalsze prace badawcze w celu zastosowania w konstrukcjach transformatorów nowych materiałów lub wprowadzenia zmian technologicznych zmniejszających negatywny wpływ temperatury otoczenia w której eksploatowane są te urządzenia, na ich pracę.

ICZ-E NOWOCZESNE ROZWIĄZANIE DO HAL PRZEMYSŁOWYCH

Ogranicz do minimum straty w przesyłce energii elektrycznej

Dzięki zastosowaniu unikalnych rozwiązań, wewnątrz, kompaktowa stacja transformatorowa ICZ-E generuje o wiele niższe straty ciepła niż tradycyjne stacje transformatorowe (zarówno kontenerowe, jak i słupowe). Przedsiębiorca stosujący stację transformatorową ICZ-E do zasilania swojego zakładu zużywa o ok. 20% mniej energii elektrycznej w stosunku do rozwiązania tradycyjnego.

Wnętrzowa stacja transformatorowa ICZ-E jest produkowana w typoszerzegu 100, 250, 400, 630, 800, 1000 kVA. Jest urządzeniem kompaktowym, mogącym zawierać w sobie cztery zintegrowane elementy tworzące jedną całość:

- rozdzielnicę SN,
- transformator żywiczyzny zgodny z rozporządzeniem (UE) 1783/2019,
- rozdzielnicę nn,
- baterię kondensatorów lub innych urządzeń pomocniczych.

ZALETY WNĘTRZOWEJ STACJI TRANSFORMATOROWEJ ICZ-E:

- ICZ-E wymaga znacznie mniejszej ilości kabli nn oraz skróconej ich długości, co ma duże przełożenie na oszczędności energii.
- Zredukowanie do minimum odległości pomiędzy stacją

transformatorową a zakładem produkcyjnym, poprzez umieszczenie stacji transformatorowej wewnątrz hali produkcyjnej, tak aby znajdowała się jak najbliżej maszyn i urządzeń elektrycznych.

- Stacja transformatorowa ICZ-E ma przygotowane miejsca do przyłączenia zewnętrznych kanałów wentylacji wymuszonej (nawiewno-wywiewnej).
- Możliwość zabudowy układu SZR dla potrzeb zasilania rezerwowego oraz przyłączenia zespołu prądotwórczego.
- Opcjonalnie można wbudować zdalny monitoring z wizualizacją pracy stacji transformatorowej, tj. poboru mocy, zdalnego otwarcia/zamknięcia wyłącznika głównego, wyłączenia napięcia czy „zrzutu mocy”.
- Dzięki zastosowaniu nowoczesnych systemów sterowania ICZ-E może być nadzorowana zdalnie, dzięki czemu stacja jest praktycznie bezobsługowa. Jej obsługa sprowadza się do okresowych przeglądów i konserwacji.

Jakość stacji potwierdzona jest posiadanymi certyfikatami. Wnętrzowe stacje transformatorowe ICZ-E zostały opatentowane pod numerem 14690 w Unii Europejskiej. Wnętrzowe stacje transformatorowe ICZ-E realizują strategię dotyczącą efektywności energetycznej, która jest integralnym elementem pakietu znanego jako „Fit for 55” – gospodarka niskoemisyjna poprzez zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Zostały również wyróżnione godłem „Eko-Inspiracja 2013” w kategorii produkt.

Niezawodne rozdzielnice nn i SN oraz stacje ładowania od polskiego producenta

Nasza rodzinna firma Producent Rozdzielnic Elektrycznych PRE Edward Biel działa od 1993 r. i zajmuje się produkcją rozdzielnic elektrycznych średniego i niskiego napięcia oraz stacji ładowania pojazdów elektrycznych EVB. W ofercie znajdziemy produkty i rozwiązania techniczne o szerokim profilu zastosowania w energetyce zawodowej, przemyśle, infrastrukturze, budownictwie, e-mobilności – także dla klientów indywidualnych. Jesteśmy na rynku od 29 lat i dzięki doświadczeniu stosujemy innowacyjne technologie i stale rozwijamy swój asortyment.

W naszej ofercie znajdziecie Państwo funkcjonalne i uniwersalne w zastosowaniu wyroby, takie jak stacje transformatorowe SN/nn, rozdzielnice elektryczne SN, złącza kablowe SN, rozdzielnice słupowe RST nn, rozdzielnice wewnętrzne RWT nn, rozdzielnice przemysłowe do 6300 A, złącza kablowe i rozdzielnice metalowe w II klasie ochrony oraz szafy do stacji GPZ.

Firma specjalizuje się w produkcji rozdzielnic nn dla szerokiego grona odbiorców m.in.: złącza kablowe i szafki pomiarowe nn, rozdzielnice budowlane RB, rozdzielnice mieszkaniowe, szafy sterownicze, szafy oświetlenia ulicznego SON, szafy automatyki, w tym układy SZR, rozdzielnice modułowe, rozdzielnice ognioochronne FIREBOX oraz rozdzielnice multimedialne. Wychodząc naprzeciw rozwojowi elektromobilności w Polsce i w Europie produkujemy także stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Wykonujemy zamówienia standardowe oraz te spoza naszego katalogu, starając się tym samym zaspokoić coraz większe wymagania klientów.

PRE Edward Biel jest dynamicznie rozwijającą się firmą, stale powiększającą swoją ofertę i dostosowującą się do zmian na rynku. W ostatnich latach ulepszyliśmy nasze produkty i wprowadziliśmy nowe produkty, takie jak R-PZ – rozdzielnice podziemne, rozdzielnice w obudowach metalowych w II klasie ochrony REM-2, podłogi i przegrody siatkowe dla stacji SN/nn, stacje ładowania pojazdów elektrycznych EVB. Prowadzimy prefabrykację rozdzielnic w wielu systemach znanych producentów. Wykonujemy usługi w zakresie prefabrykacji szaf sterowniczych na indywidualne życzenie klienta. Do grona naszych odbiorców należą: jednostki samorządowe, producenci i dystrybutorzy energii, zakłady przemysłowe, hurtownie elektrycz-

ne, firmy instalacyjne, firmy budowlane, projektanci oraz osoby prywatne.

I Rozdzielnice przemysłowe RP

Charakteryzują się one prostymi i przejrzystymi układami połączeń elektrycznych oraz mają budowę, która gwarantuje bezpieczeństwo obsługi. Dzięki zastosowaniu wysokiego stopnia ochrony IP (IP4X – IP55) rozdzielnice RP mogą być eksploatowane bezpośrednio obok maszyn i urządzeń. Bardzo ważnym aspektem przy konstruowaniu naszych rozdzielnic jest ich niezawodność i łatwa możliwość rozbudowy. Dodatkowymi zaletami są: wysoka odporność na uszkodzenia mechaniczne (IK10), prądy znamionowe szyn głównych do 6300 A oraz prąd znamionowy krótkotrwały wytrzymywany 40 kA/1 s.

Rozdzielnice przemysłowe RP mają aparaturę rozdzielną, zabezpieczeniową i sterowniczą dla obwodów głównych do 4000 A i pomocniczych do 630 A, która może być instalowana jako człon:

- » stałe, gdzie wszystkie aparaty zamontowane są na stałe na płycie lub szynie TH35;
- » wysuwne, jako pojedynczy aparat lub zestaw aparatów, które są zamontowane w wysuwnej kasie.

Obudowa może być wykonana z blachy aluminiowej lub stalowej (łączzonej poprzez nitowanie lub śrubowe) – obudowa aluminiowa OU-1S lub Stalowa OU-1/OU-2. Malowana jest proszkowo w dowolnym kolorze. Wymiary dostosowane do rodzaju, ilości wyposażenia oraz indywidualnych potrzeb klienta. Obudowa ma dużą odporność na oddziaływanie środowiska i promieniowanie UV. Jest wykonana w I lub II klasie ochrony. **II klasa ochrony** obudowy osiągnięta jest poprzez nałożenie dodatkowej warstwy izolacyjnej, umieszczonej w trwały spo-



Rys. 1. Złącze aluminiowe w II klasie ochrony REM2

sób na wewnętrznej i zewnętrznej powierzchni obudowy. Grubość warstwy zapewnia właściwy stopień izolacji, co potwierdzają posiadane certyfikaty Instytutu Energetyki.

Wentylacja umożliwia stały przepływ powietrza poprzez zastosowanie labiryntu wentylacyjnego, przy jednoczesnym wyeliminowaniu wnikania zanieczyszczeń i gromadzenia się wody i wilgoci.

Drzwi pełne lub transparentne, jednostronne lub dwustronne, o kącie otwarcia 120°, mają zawiasy wewnętrzne oraz wielopunktowe ryglowanie. Mogą być wyposażone w zamek bęb-

kowy o dowolnym kształcie, zamek baszkilowy zamykany na kłódkę lub wkładkę systemową.

Oszynowanie wykonane jest szynami miedzianymi w zależności od wymaganej obciążalności prądowej i typu aparatury. Szyny Cu mogą znajdować się w dowolnej części modułu (góra, tył, dół), dzięki wyprofilowaniu zapewniają łatwy dostęp podczas podpinania okablowania.

I Stacje ładowania

W odpowiedzi na rosnące zainteresowanie pojazdami elektrycznymi oraz rozwojem rynku elektromobilności w Polsce i na świecie, firma PRE Edward Biel wprowadziła w 2017 do oferty produktowej stacje ładowania pojazdów elektrycznych typu EVB.

EVB to seria nowoczesnych i innowacyjnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Stacje są produkowane w całości w Polsce i stanowią znakomitą alternatywę dla stacji zagranicznych producentów. Stacje ładowania EVB charakteryzują się wysoką wytrzymałością, w tym na działania wandal, oraz jakością wykonania, przyjaznym wzornictwem, dostępnością wielu konfiguracji oraz gwarancją bezpieczeństwa użytkownika.

Stacje EVB spełniają wszelkie wymagania przepisów prawnych wynikających z Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz rozporządzeń do ww. ustawy. Stacje wykonywane są również zgodnie z obowiązującymi polskimi oraz europejskimi normami. Stacje EVB to niezbędny element każdej prywatnej lub ogólnodostępnej sieci ładowania. Stacje ładowania produkcji PRE Edward Biel umożliwiają zarządzanie, kontrolę dostępu, przekazywanie danych, rozliczanie oraz raportowanie usług ładowania. Stacje wyposażone są w lokalny lub zdalny system zarządzania infrastrukturą ładowania zgodny z obowiązującymi wymaganiami prawnymi oraz ogólnodostępnymi protokołami komunikacji. System umożliwia zarządzanie infrastrukturą ładowania właścicielom i zarządcom obiektów budowlanych. Dostępna aplikacja pozwala na łatwy dostęp do stacji oraz usługi ładowania użytkownikom pojazdów elektrycznych.

Konstrukcje stacji wykonywane są w technologii REM2. Technologia ta umożliwia wykonanie obudowy metalowej w II klasie ochrony. W ofercie znajdują się stacje ładowania prądem zmiennym AC o mocy do 44 kW oraz prądem stałym DC o mocy do 150 kW. Mogą być wyposażone we wtyczki lub gniazda opisane w dalszej części prezentacji.

Każdy punkt ładowania działa niezależnie i posiada osobny licznik zużytej energii. Ponadto zastosowano płynną regulację zużycia energii oraz dynamiczny układ kontroli dla każdego punktu ładowania. Stacje mogą posiadać przełącznik licznikowy do instalacji licznika do rozliczenia z operatorem energetycznym. Wszystkie produkowane stacje mogą zostać wyposażone w dodatkowe elementy, m.in. lokalizator GPS, monitoring, ekran multimedialny do wyświetlania treści reklamowych lub punkt Wi-Fi. Zastosowane wyposażenie stacji eliminuje konieczność instalowania przed stacją dodatkowej rozdzielnic lub szafy z zabezpieczeniami. Obudowa stacji wykonana jest z bardzo wytrzymałego, lekkiego i niekorodującego aluminium pokrytego warstwą lakieru nakładanego metodą elektrostatyczną. Na front/tył obudowy zastosowano szybę hartowaną bezpieczną, z możliwością pokrycia indywidualną grafiką. Wszystkie stacje wyposażone są w układy chłodzenia i grzania stacji, które skutecznie stabilizują temperaturę wewnątrz stacji.

PRE Edward Biel produkuje również słupki EVB Inbox do ładowania „małej elektromobilności” oraz urządzeń multimedialnych. Tworzone produkty oraz rozwiązania stacji mają szeroki profil zastosowania. Pracując nad nowymi rozwiązaniami powstały stacje ładowania EVB e-wall AC montowane w ścianie, co znacznie ułatwia użytkowanie oraz pozwala zachować estetyczny wygląd elewacji.

Produkowane przez nas stacje obsługują następujące systemy ładowania:

- » **system ładowania poziom 1** – moc ładowania 3,7 kW, pojazd ładuje się prądem jednofazowym 16 A, napięciem 230 V, brak komunikacji pomiędzy pojazdem a punktem ładowania, ładowanie odbywa się przez przetwornik AC/DC zainstalowany w pojeździe;
- » **system ładowania poziom 2** – moc ładowania 3,7 kW, pojazd ładuje się prądem jednofazowym 16 A, napięciem 230 V, zabezpieczenie dodatkowe kabla poprzez IC-CPD, ładowanie



Rys. 2. Rozdzielnica nN – RWT

odbywa się przez przetwornik AC/DC zainstalowany w pojeździe;

» system ładowania poziom 3

a) wariant B – moc ładowania 7,3 – 43 kW, pojazd ładowany jest prądem jednofazowym lub trójfazowym do 63 A, napięciem 230 V lub 400 V, stacja komunikuje się z pojazdem, stacja wyposażona w gniazda;

b) wariant C – moc ładowania 7,3-43 kW, pojazd ładowany jest prądem jednofazowym lub trójfazowym do 63 A, napięciem 230 V lub 400 V, stacja komunikuje się z pojazdem, stacja wyposażona we wtyczkę z kablem;

Ładowanie odbywa się przez przetwornik AC/DC zainstalowany w pojeździe;

» **system ładowania poziom 4** – moc ładowania 22 – 50 (150) kW, pojazd ładuje się prądem DC do 125 A (250), napięciem regulowanym w zakresie 50 – 500 V, stacja komunikuje się z pojazdem, stacja wyposażona jest we wtyczkę z kablem. Ładowanie prądem stałym odbywa się przez przetwornik AC/DC znajdujący się w stacji ładowania. Liczba i moc przetworników zastosowanych



Rys. 3. Najpopularniejsze konfiguracje stacji ładowania EVB



Rys. 4. Rozdzielnica RSS – pole wyłącznikowe SN

w stacji DC określa maksymalną moc stacji oraz czas ładowania pojazdów elektrycznych. Stacje EVB max DC oraz EVB max Advert DC, w zakresie wtyczek typu CHAdeMO, są kompatybilne z funkcjonalności V2G.

W produkowanych przez nas stacjach stosujemy następujące standardy wtyczek i gniazd, choć na specjalne zamówienie stację ładowania możemy wyposażyć także w inne wtyczki i gniazda.

» wtyczka typu 1 – zapewnia ładowanie wyłącznie prądem przemiennym (AC) przy zasilaniu jednofazowym, umożliwia ładowanie mocami 7,3 kW, stosowana w systemie ładowania poziomu 3, według normy: SAE J1772.

» wtyczka typu 2 – zapewnia ładowanie wyłącznie prądem przemiennym (AC) przy zasilaniu jednofazowym 230V lub trójfazowym 400V, umożliwia ładowanie mocami od 7,3 do 43 kW, stosowane w systemie ładowania poziomu 3 lub 4, według normy: IEC 62196-2.

» gniazdo typu 2 – dostarcza wyłącznie prąd przemienny (AC) przy zasilaniu jednofazowy 230V lub trójfazowy 400V, umożliwia ładowanie mocami od 7,3 do 43 kW, stosowana w systemie ładowania poziomu 3, według normy: IEC 62196-2.

» wtyczka CCS Typ-2 – zapewnia ładowanie wyłącznie prądem stałym (DC) o napięciu w zakresie 50 – 500V, umożliwia ładowanie mocami od 20 do 50 kW, stosowana w systemie ładowania poziomu 4, według normy: IEC 62196-3.

» wtyczka CHAdeMO – dostarcza wyłącznie prąd stały (DC) o napięciu w zakresie 50 – 500V. Umożliwia ładowanie mocami od 20 do 50 kW, stosowana w systemie ładowania poziomu 4, według normy: JEVs G105.

I Rozdzielnice SN

W ofercie mamy również rozdzielnice typu RSS-24w przeznaczoną do zastosowania w stacjach transformatorowych, jak i w złączach kablowych średniego napięcia do 24 kV, w szczególności tam, gdzie niedopuszczalne są rozwiązania z izolacją SF₆. Nasze rozdzielnice SN przechodzą próby napięciem 50 kV o częstotliwości 50 Hz. Do najważniejszych parametrów użytkowych należą: prąd znamionowy ciągły 630 A oraz prąd znamionowy szczytowy wytrzymywany 40 kA.

Obudowa wykonana jest z blachy alucynkowej, łączonej za pomocą połączeń nitowych i śrubowych. Konstrukcja obudowy wykonana jest w taki sposób, aby umożliwić łatwy dostęp do aparatury, co zwiększa bezpieczeństwo i intuicyjną obsługę w trakcie trwania prac instalacyjnych i eksploatacyjnych. System blokad mechanicznych uniemożliwia zdjęcie osłony przed wyłączeniem napięcia i zamknięciem uziemnika, czy wykonanie błędnych czynności łączeniowych.

W rozdzielnicach zastosowany jest rozłącznik typu NALF 24 w izolacji powietrznej, a pola rozdzielcze wykonane są w wersji łukoochronnej.

Nasze rozdzielnice SN stanowią kompaktowy układ o wymiarach 1800×651×1010 mm (wys×szer×gł). Małe gabaryty pól rozdzielczych pozwalają na zastąpienie nimi zestawów rozdzielczych, w których zastosowano izolację gazową (SF₆), eliminując proces związany z kontrolą i utylizacją tego gazu. Wypozażone są w stałe przegrody izolacyjne, uniemożliwiające dostęp obsługi do elementów znajdujących się pod napięciem. W naszym rozwiązaniu wyeliminowano przegrodę izolacyjną wsuwaną ręcznie między styki rozłącznika w przypadku konieczności dostępu do pola rozdzielczego. Podobne ustawienie rozłączników i uziemników umożliwia łatwy układ załączania i rozłączania, bez potrzeby stosowania układu przeniesienia napędu.

Drzwi przedziałów (rozłącznikowego i kablowego) zakładane są w układzie haków, których konstrukcja pozwala na łatwe i niezawodne zamykanie poprzez samonaprowadzanie. Drzwi wyposażone są we wzorniki pozwalające na jednoznaczne wizualne określenie położenia noży rozłącznika i uziemnika bez ich otwierania.

System blokad mechanicznych uniemożliwia wykonanie błędnych czynności łączeniowych oraz zabezpiecza przed uzyskaniem dostępu do pola przed wyłączeniem napięcia i zamknięciem uziemnika.

I Doświadczenie

Przez ponad 27 lat realizujemy z powodzeniem projekty także kompleksowe. Uczestniczymy w targach, spotkaniach seminaryjnych oraz konferencjach naukowych, które pozwalają stale rozwijać produkty pod kątem jakości i rozwiązań technicznych. Nasze produkty spełniają wszelkie wymagania przepisów prawnych wynikających z obowiązujących ustaw i rozporządzeń. Wykonywane są również zgodnie z obowiązującymi polskimi oraz europejskimi normami.

W odpowiedzi na zapotrzebowanie Klientów PRE Edward Biel świadczy usługi projektowe, lakierowania proszkowego, obróbki blach stalowych i aluminiowych oraz grawerowania laserowego. Zatrudniamy wielu wysoko wykwalifikowanych pracowników, którzy stale podnoszą jakość techniczną produktów. Dzięki zastosowaniu różnorodnych rozwiązań technicznych nasze produkty charakteryzują się funkcjonalnym wykonaniem i wysoką jakością.

Istotą działalności PRE Edward Biel jest produkcja bezpiecznych, wysokojakościowych urządzeń elektrycznych stworzonych na potrzeby i wymagania Klientów. Usatysfakcjonowany Klient jest kluczową wartością naszej firmy. Wdrożony i doskonalony System Zarządzania Jakością zapewnia wyprodukowanie niezawodnych rozdzielnic i układów ładowania, które mogą być eksploatowane przez wiele lat. Wykonujemy zamówienia standardowe oraz te spoza naszego katalogu, starając się tym samym zaspokoić coraz większe wymagania Klientów.

Serdecznie zapraszamy do współpracy oraz na naszą stronę internetową: www.prebiel.pl.

PRE
EDWARD BIEL

Producent Rozdzielnic Elektrycznych
Edward Biel
Piekary 363
32-060 Liszki k. Krakowa
tel./faks 12 429 73 43
biuro@prebiel.pl
www.prebiel.pl

Transformatory, stacje transformatorowe, rozdzielnice

W naszej księgarni znajdziecie Państwo książki z dziedziny:



elektrotechnika
instalacje
budownictwo

- budownictwa
- chłodnictwa
- ciepłownictwa i ogrzewnictwa
- gazownictwa
- instalacji sanitarnych
- ochrony środowiska
- wentylacji i klimatyzacji
- instalacji elektrycznych
- informatyki
- oraz programy, słowniki, poradniki

księgarniatechniczna.com.pl

Księgarnia Techniczna
Grupa MEDIUM

ul. Karczewska 18

04-112 Warszawa

tel.: 22 810 21 24

faks 22 810 27 42

e-mail: eib@ksiegarniatechniczna.com.pl

www.ksiegarniatechniczna.com.pl

✎ Christoph Engelen, Tomasz Bednarczyk, Cornelius Plath – OMICRON electronics GmbH

Zwiększenie szybkości, dokładności oraz bezpieczeństwa pomiarów impedancji zwarcia transformatorów energetycznych

Transformatory energetyczne odgrywają kluczową rolę w infrastrukturze sieci elektrycznej. Są one instalowane w punktach newralgicznych sieci, ich niezawodność ma zatem bezpośredni wpływ na ciągłość dostaw energii elektrycznej do końcowych odbiorców. Dlatego też dąży się prewencyjnie do unikania awarii transformatorów, które mogą powodować nieplanowane przestoje i znaczne koszty następne w związku z naprawą lub wymianą urządzenia.

Aby ocenić stan transformatora i zidentyfikować rozwijające się awarie we wczesnym stadium, dostępnych jest wiele środków diagnostycznych. Jednym ze standardowych pomiarów elektrycznych jest pomiar impedancji zwarcia. Na pomiar ten ma wpływ przede wszystkim nie jednolity rozkład strumienia magnetycznego wewnątrz transformatora. W przypadku zmiany struktury wewnętrznej urządzenia, np. na skutek dużych sił mechanicznych prądów zwarciovych, zmienia się również strumień rozproszenia. W związku z tym pomiar I_z staje się narzędziem diagnostycznym, które jest wrażliwe na wewnętrzne uszkodzenia mechaniczne i odkształcenia struktury uzwojenia. Może on dać pierwszą wskazówkę, czy mechaniczna integralność urządzenia została naruszona. Kolejnym krokiem do dalszego badania jest często analiza charakterystyki częstotliwościowej (SFRA).

Impedancja zwarcia transformatora

Transformacja napięć i prądów przez rzeczywisty transformator energetyczny od strony pierwotnej na wtórną nigdy nie jest idealna. Jest to powodowane m.in. faktem, iż strumień

magnetyczny łączący uzwojenia pierwotne z uzwojeniami wtórnymi zamyka się głównie przez część magnetyczną (rdzeń), jak i zarówno przez olej/powietrze – strumień rozproszenia. Kolejnym powodem jest fakt występowania strat w części przewodzącej (uzwojenia). Wymienione podstawowe elementy są odzwierciedlone na równoważnym schemacie elektrycznym transformatora (**rys. 1a**) [1]. Poprzez zastosowanie zwarcia na zaciskach wtórnych można pominąć straty R_{FE} rdzenia i indukcyjność główną X_μ przez co uzyskiwany jest schemat uproszczony (**rys. 1b**).

Elementy R_1 i R_2 (**rys. 1a**) reprezentują straty mocy czynnej w uzwojeniach kolejno strony pierwotnej – 1 oraz wtórnej – 2, podczas gdy elementy X_1 i X_2 reprezentują reaktancję rozproszenia strumienia magnetycznego. Przekładnia transformatora jest określona przez liczbę zwojów $N_1:N_2$. Schemat zastępczy transformatora (**rys. 1a**) w stanie zwarciovym może być uproszczony (**rys. 1b**), a wraz z nim składowa rezystancyjna:

$$R_z = R_1 + R_2 \cdot \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \quad (1)$$

Podobnie element reaktancji rozproszenia:

$$X_z = X_1 + X_2 \cdot \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \quad (2)$$

Finalnie zapis zespolonej wartości impedancji zwarcia:

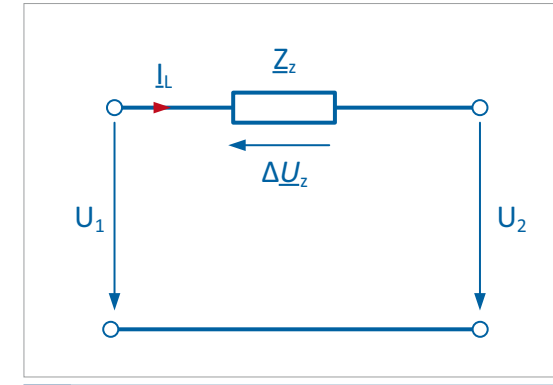
$$\underline{Z}_z = R_z + jX_z \quad (3)$$

Znając wartość impedancji transformatora $\underline{Z}_z$ (3) oraz prądu I_L (**rys. 2**) można wyznaczyć wewnętrzny spadek napięcia ΔU_z na uzwojeniach. Zależy on od amplitudy i fazy prądu obciążenia I_L , a więc jest zależny od poziomu oraz charakteru obciążenia transformatora. Na podstawie znanej wartości napięcia ΔU_z możliwe jest również napięcia wtórnego U_2 w stanie różnego obciążenia. Jest to ważne, aby upewnić się, że podłączone do strony wtórnej transformatora urządzenia elektryczne pracują w określonym (wymaganym) zakresie napięcia.

Przy prądzie obciążenia I_L równym prądowi znamionowemu I_n spadek napięcia ΔU_z odpowiada napięciu zwarcia $\underline{U}_z$:

$$\underline{U}_z = I_n \cdot \underline{Z}_z \quad (4)$$

W celu określenia względnej $u_{z\%}$ (procentowej) wartości napięcia zwarcia U_z (4) odnosi się



Rys. 2. Wewnętrzna strata napięcia na impedancji transformatora podczas obciążenia

ją do międzyfazowego napięcia znamionowego transformatora U_n :

$$u_{z\%} = \frac{|\underline{U}_z|}{U_n} \cdot 100\% \quad (5)$$

Typowa wartość napięcia zwarcia $u_{z\%}$ zawiera się w granicach od 5% do 20% (zależnie od mocy uzwojeń oraz typu konstrukcji rdzenia) i musi ona zawsze być podana na tabliczce znamionowej transformatora [2]. Podobnie określa się względną wartość impedancji zwarcia $z_{z\%}$:

$$z_{z\%} = \frac{|\underline{Z}_z|}{Z_n} = |\underline{Z}_z| \cdot \frac{S_n}{U_n^2} \cdot 100\% \quad (6)$$

przyjmując jako Z_n wartość impedancji znamionowej transformatora wyrażoną jako stosunek mocy znamionowej S_n odniesiony do napięcia znamionowego U_n do potęgi drugiej. Ponieważ zarówno wartość procentowa napię-

cia $u_{z\%}$ oraz impedancji $z_{z\%}$ są odniesione do parametrów znamionowych jednostki transformatorowej można obie te wielkości traktować wymiennie [2]:

$$u_{z\%} = \frac{U_z}{U_n} = \frac{Z_z \cdot I_n}{U_n} = \frac{Z_z}{Z_n} = z_{z\%} \quad (7)$$

Z wykorzystaniem napięcia zwarcia $u_{z\%}$ modelowane jest zachowanie transformatora w symulacjach sieci elektrycznej podczas normalnej pracy oraz podczas zakłóceń zwarciovych. Impedancja zwarcia transformatora jest kluczowym elementem (jednym z wielu) do oceny, czy zdolności do pracy równoległej więcej niż dwie jednostki transformatorowe. Ponadto określa ona zdolność urządzenia do ograniczania prądów zwarciovych [3].

Dodatkowo, pomiar impedancji zwarcia oraz jej porównanie z wartością znamionową może być stosowane jako narzędzie diagnostyczne. Wynik pomiaru może być wykorzystywany jako pierwsza oznaka naruszenia konstrukcji uzwojenia – np. jakie miały wpływ duże siły mechaniczne podczas zwarcia zewnętrznego.

Pomiar impedancji zwarcia

Pomiarowe wyznaczenie napięcia zwarcia jest jednym z podstawowych pomiarów, jaki musi być wykonany w fabryce podczas badań odbiorczych transformatora (FAT). Najważniejszym jego celem jest określenie, czy wartość napięcia zwarcia $u_{z\%}$ zbudowanego transformatora jest zgodna z wartością określoną przez zamawiającego w projekcie konstrukcyjnym.

Na przykładzie transformatora 2-uzwojowego (**rys. 3a**) zostanie opisana procedura testowa wykorzystywana do określenia napięcia zwarcia $u_{z\%}$:

a) dla odłączonego od zasilania transformatora wykonuje się symetryczne zwarcie uzwojenia po stronie dolnego napięcia (DN) poprzez wspólne połączenie ze sobą fazowych zacisków liniowych (izolatory przepustowe). Istotne jest,

aby element zwierający (**rys. 3b**) miał możliwość jak najmniejszą wartość impedancji,

b) następnie po stronie górnego napięcia (GN) podłącza się symetrycznie regulowane trójfazowe źródło mocy. Napięcie probiercze U_{test} (strona GN) zwiększane jest do momentu osiągnięcia przepływu prądu testu I_{test} przez transformator w granicach 50% do 100% prądu znamionowego I_n .

Z uwagi na liniowy charakter zmian wartości impedancji transformatora Z_z (dla 50 Hz) zalecenia normatywne [5] dopuszczają wykonanie próby z wykorzystaniem prądu testu o obniżonej wartości względem prądu znamionowego jednak nie mniejszej niż 0,5 I_n .

Należy w takim przypadku przeliczyć wartości pomierzone – U_{test} oraz I_{test} do parametrów znamionowych prądu I_n i napięcia U_n :

$$U_z = \frac{U_{test}}{U_n}; \quad I_z = \frac{I_n}{I_{test}} \quad (8)$$

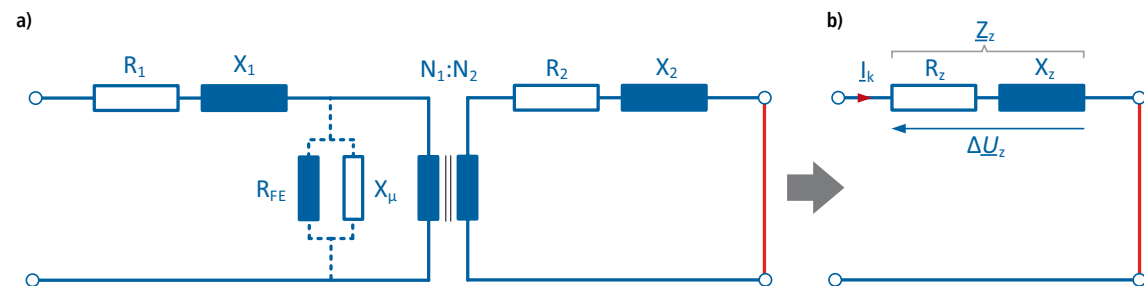
Ostatecznie wartość względnego napięcia zwarcia $u_{z\%}$, która jest podawana na tabliczce znamionowej transformatora, jest obliczana na podstawie średniej wartości napięć międzyfazowych (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) oraz średniej wartości prądów fazowych (I_A , I_B , I_C). Zgodnie z zależnościami (8) zmierzone wielkości odnosi się do parametrów znamionowych badanego obiektu:

$$u_{z\%} = \frac{\left(\frac{U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}}{3}\right) \cdot \frac{I_n}{\left(\frac{I_A + I_B + I_C}{3}\right)}}{U_n} \cdot 100\% \quad (9)$$

W odróżnieniu od prób odbiorczych FAT, pomiar impedancji zwarcia wykonywany na miejscu zainstalowania transformatora jest zazwyczaj wykonywany przy prądzie testu niższym od wymaganej wartości 50% prądu znamionowego. Przyczyną jest ograniczona moc przenośnych urządzeń testowych, od których wymaga się niewielkich gabarytów, wagi oraz wykonywania różnych pomia-

STRESZCZENIE

Pomiary impedancji zwarcia należą do standardowych badań elektrycznych wykonywanych podczas badań odbiorczych oraz w celu weryfikacji integralności mechanicznej części aktywnej transformatora. Chociaż istnieje wiele czynników, które mogą mieć wpływ na dokładność tego badania, zdecydowanie najczęstszym problemem są dodatkowe straty wprowadzane przez nieodpowiednie zewnętrzne połączenie (zwarcie). W zależności od mocy i przekładni badanego transformatora, połączenie musi być zdolne do przenoszenia prądu zwarciovego (prądu testu) bez wprowadzania dodatkowych strat. Szczególnie w przypadku dużych transformatorów w zastosowaniach przemysłowych może to stanowić spore wyzwanie dla inżynierów testujących w terenie. W opracowaniu omówiono nowe podejście do pomiaru impedancji zwarciovych bez konieczności stosowania dodatkowego zewnętrznego połączenia, co ma znacząco wpłynąć na zmniejszenie czasu pomiaru przy jednoczesnym zwiększeniu dokładności i bezpieczeństwa pomiaru. Przedstawiono liczne przykłady porównawcze metody konwencjonalnej i nowej dla różnych typów transformatorów. **Słowa kluczowe:** transformatory, pomiary impedancji zwarc, prąd zwarciov.



Rys. 1. Jednofazowy schemat zastępczy transformatora: a) rozbudowany, b) uproszczony

Dokument	Tytuł	Wartości graniczne
CIGRE Guide 445	Transformer Maintenance	Impedancja względna powinna mieścić się w granicach 2% wartości podanych na tabliczce znamionowej lub testu fabrycznego
		Różnica pomiędzy fazami mniejsza niż 2%
IEEE C57.152-2013	IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors	Zmiany > 1% powinny być badane przy użyciu innych testów, takich jak SFRA
		Wyniki testu trójfazowego powinny mieścić się w granicach 3% wartości podanych na tabliczce znamionowej

Tab. 1. Wartości oceny napięcia zwarcia podane przez CIGRE Guide 445 oraz IEEE C57.152:2013

rów, jak np. przekładnia, rezystancja czynna uzwojeń itp. Niemniej jednak możliwe jest wykonanie tego pomiaru z zachowaniem dużej dokładności, co za tym idzie uzyskaniem wiarygodnych – miarodajnych wyników. Uwzględnia opisaną wcześniej liniową zależność pomiędzy prądem próbnym a impedancją zwarcia. Wyniki można obliczyć ponownie zgodnie z opisem w (9). Procedura badania na miejscu instalacji jest dokładnie taka sama jak w przypadku FAT i wykorzystuje to samo połączenie kablowe (**rys. 3.**). Stosuje się jedynie obniżoną wartość amplitudy sygnału testowego (napięcia i prądu), które są ograniczone mocą urządzenia testowego.

Ocenę napięcia zwarcia $u_{z\%}$ można również przeprowadzić na podstawie wyznaczonych pomiarowo zespolonych wielkości fazowych impedancji zwarcia $Z_{z,A}$, $Z_{z,B}$, $Z_{z,C}$. Otrzymuje się w ten sposób dodatkowe informacje na temat symetrii uzwojeń poprzez porównanie wartości między sobą. W tym celu wymagany jest pomiar zespolonych wartości fazowych napięć i prądów. Pozwoliło to ostatecznie obliczyć poszczególne impedancje (x – faza A, B, C):

$$Z_{z,x} = \frac{U_x}{I_x} = |Z_{z,x}| \cdot (\cos \varphi_{U-I} + j \sin \varphi_{U-I}) = R_{z,x} + jX_{z,x} \quad (10)$$

Dodatkowo, składowa rezystancyjna $R_{z,x}$ jest oddzielona i może być użyta do bardziej szczegółowej analizy wyników:

$$R_{z,x} = R_{1,DC,x} + R_{2,DC,x} + R_{L,x} = \frac{P}{I^2} \quad (11)$$

gdzie $R_{1,DC}$ oraz $R_{2,DC}$ odwzorowują starty podstawowe wywołane przepływem prądu stałego oraz R_L reprezentuje straty dodatkowe wywołane przez przepływ prądu przemiennego. Straty całkowite R_z są reprezentowane przez aktywną część mocy P (9). Należy zwrócić uwagę na to, że strat tych nie można porównywać ze stratami obciążenia P_z uzyskanymi podczas próby FAT [5].

Wartość impedancji zwarcia Z_z oblicza się poprzez obliczenie średniej z tych trzech impedancji:

$$Z_z = \frac{|Z_{z,A}| + |Z_{z,B}| + |Z_{z,C}|}{3} \quad (12)$$

Po uzyskaniu Z_z (12) można następnie obliczyć względną impedancję zwarcia $z_{z\%}$ na podstawie mocy S_n i napięcia znamionowego U_n transformatora:

$$z_{z\%} = Z_z \cdot \frac{S_n}{U_n^2} \cdot 100\% \quad (13)$$

Obliczona względna wartość impedancji (13) lub napięcia (9) porównuje się z wartością podaną na tabliczce znamionowej. Przy porównywaniu wyników pomiarów na miejscu z wartościami podanymi na tabliczce znamionowej obowiązują pewne granice oszacowania, w zależności od zastosowanej normy. Zgodnie z [5],

[6] podane są następujące zalecenia i wartości graniczne (**tab. 1.**). Przed porównaniem wyników pomiarów z wartością podaną na tabliczce znamionowej ważne jest wykonanie korekty temperaturowej, ponieważ składowa rezystancyjna R_z (11) jest zależna od temperatury. Zazwyczaj wybiera się temperaturę odniesienia 75°C (IEC) lub 85°C (IEEE).

Wpływ zewnętrznego zwarcia na wynik pomiaru

Głównym czynnikiem mającym wpływ na wynik pomiarów impedancji zwarcia jest element zwierający zaciski liniowe trony DN transformatora. Element ten posiada niezerową impedancję $Z \neq 0$, przez co tym samym przyczynia się do zwiększenia mierzonej impedancji. **Rysunek 4.** przedstawia jednofazowy schemat zastępczy transformatora, ze źródłem prądu po stronie GN i elementem zwierającym po stronie DN (czerwona, przerywana linia).

Jeśli strona GN – 1 jest zasilana, a strona DN – 2 jest zwarta (**rys. 4.** opcja 1), równania (14) i (15) ilustrują wpływ połączenia zwarcia rozpatrywanego przez składową czynną i bierną przewodu zwierającego, $R_{p,zw}$ i $X_{p,zw}$. Wpływa to na fałszowanie wyniku pomiarów Z_z (9), (13). Ponadto przy zwarcu zacisków GN zarówno R_z , jak i $R_{p,zw}$ mnoży się przez kwadrat przekładni transformatora, co dodatkowo potęguje wpływ połączenia na ostateczny wynik próby.

$$R_{z,12} = R_1 + \left[(R_2 + R_{p,zw}) \cdot \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \right] \quad (14)$$

$$X_{z,12} = X_1 + \left[(X_2 + X_{p,zw}) \cdot \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 \right] \quad (15)$$

Pomiar impedancji zwarcia może być również wykonywany przez podanie sygnału pobierczego od strony DN i zwarcie strony GN (**rys. 4.** – opcja 2). W ten sposób impedancja zwarcia dodaje do elementów pierwotnych R_1 (16) i X_1 (17) transformatora, które mają zazwy-

czaj większą amplitudę niż strona GN. W ten sposób zmniejsza się wpływ zwarcia zewnętrznego.

$$R_{z,21} = R_2 + \left[(R_1 + R_{p,zw}) \cdot \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 \right] \quad (16)$$

$$X_{z,21} = X_2 + \left[(X_1 + X_{p,zw}) \cdot \left(\frac{N_2}{N_1} \right)^2 \right] \quad (17)$$

Podsumowując błąd pomiaru zwiększa się wraz z impedancją obwodu zwierającego oraz przekładnią transformatora. Dlatego też niezwykle ważne jest stosowanie niskooporowego i niskoindukcyjnego obwodu zwarcia, aby zminimalizować jego wpływ na wyniki pomiarów.

Poniżej omówiono nowe podejście, którego celem jest zminimalizowanie wpływu zwarcia zewnętrznego przy jednoczesnym skróceniu czasu pomiaru i zmniejszeniu ryzyka wystąpienia ewentualnych błędów podczas podłączenia do transformatora.

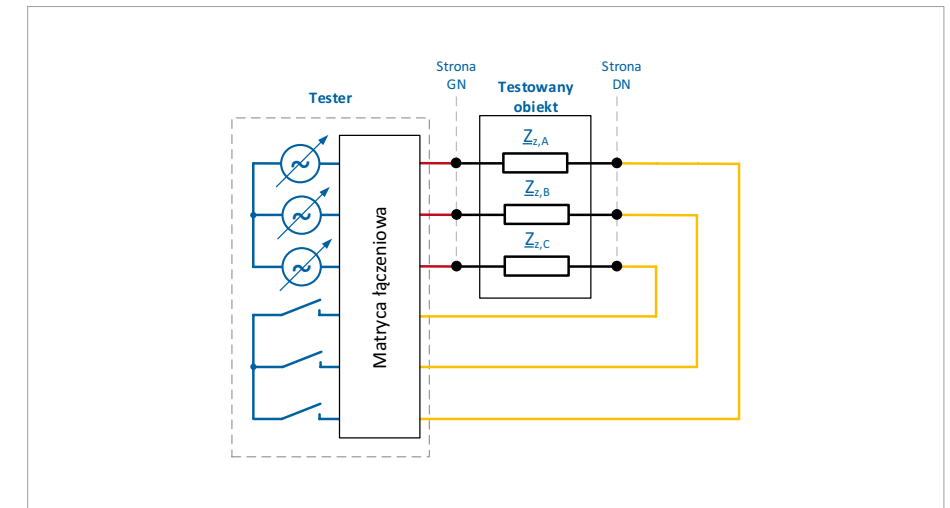
Automatyczny pomiar impedancji zwarcia (nowe podejście)

Automatyczny pomiar impedancji zwarcia ma na celu:

- » zmniejszenie nakładu pracy przy ponownym podłączaniu przewodów,
- » zwiększenie bezpieczeństwa użytkownika,
- » zminimalizowanie ryzyka możliwych błędów w konfiguracji,
- » ostatecznie wyeliminować wpływ błędu pomiarowego wprowadzony przez zewnętrzne zwarcie.

Opracowana funkcjonalność realizująca powyższe zadania jest zaimplementowana w przyrządzie pomiarowym TESTRANO 600. Pomiar impedancji zwarcia jest jednym z elementów procedury testowej możliwej do przeprowadzenia w sposób zautomatyzowany bez braku konieczności zmiany układu pomiarowego: pomiar przekładni, prądów magnesowania, rezystancja czynna uzwojeń GN i DN, diagnostyka podobieżeniowego przełącznika zaczepów, sprawdzanie grupy połączeń transformatora. Przewody pomiarowe podłączane są zacisków strony GN i DN za pomocą zespolonych przewodów pomiarowych 4 mm². Nie jest wymagane instalowanie zewnętrznego elementu zwierającego do zacisków transformatora podczas próby pomiaru impedancji zwarcia.

Urządzenie testowe zawiera skład się z 3-fazowego źródła mocy 2,4 kW (400 V, 33 A) oraz dodatkowych przekładników łączeniowych. Wewnętrzna matryca łączeniowa daje możliwość przełączania źródła na dowolną stronę transformatora, pod-



Rys. 5. Podłączenie urządzenia testowego do badanego transformatora

czas gdy druga strona podłączona jest do przekładników łączeniowych. Ze względu na wyżej wymieniony wpływ wysokoomowych przewodów zwarcia, zazwyczaj przewody pomiarowe o przekroju 4 mm² nie są wystarczające do wykonania dokładnego pomiaru. Aby uniknąć zafałszowania wyników pomiarów, podejmuje się kilka kroków w celu wyeliminowania wpływu elementu zwierającego (**rys. 6.**).

Podejście to składa się z pięciu głównych kroków oraz zautomatyzowanej oceny. Po pierwsze, określa się maksymalny prąd testowania do 33 A. Następnie strona DN jest zwierana wewnętrznie przez urządzenie testujące i prąd testowy jest podawany do zacisków strony GN, wyznacza się impedancję zwarcia $Z_{z,12}$ (**rys. 7a**). Następnie za pomocą wewnętrznej matrycy łączeniowej zamienia się miejsce zwarcia z strony DN na GN, źródło zasilania ze strony GN na DN następnie wyznacza impedancję $Z_{z,21}$ (**rys. 7b**). Dodatkowo, prąd testowy jest ustawiany w taki sposób, aby uniknąć przeciążenia przewodów zwarcia poprzez uwzględnienie przekładni transformatora.

Zastosowane połączenie zwarcia (**rys. 7.** czerwona, przerywana ramka) jest ponownie przedstawione przez $R_{p,zw}$ i $X_{p,zw}$. W odróżnieniu od poprzednich rozważań (rozdział 5), zwarcie jest wykonywane przez przewody pomiarowe o przekroju 4 mm², które są bezpośrednio podłączone do urządzenia badawczego. W następnym kroku obliczane są elementy obwodu zwarcia $R_{p,zw}$ i $X_{p,zw}$. Ostatecznie po ich wyznaczeniu, można obliczyć skorygowaną impedancję zwarcia, która nie zawiera impedancji obwodu zwierającego.

Za każdym razem zewnętrzny element zwierający będzie wpływał (fałszował) końcowy wynik pomiaru w stopniu mniejszym lub większym zależnie od impedancji elementu zwierającego. Metoda ta może być zastosowana w celu uzyskania

wiarygodnych wyników pomiarów impedancji zwarcia. Poza tym nie jest konieczne ponowne okablowanie na zaciskach transformatora. W ten sposób skraca się czas wykonywania pomiarów przy jednoczesnym zwiększeniu bezpieczeństwa osoby wykonującej pomiar.

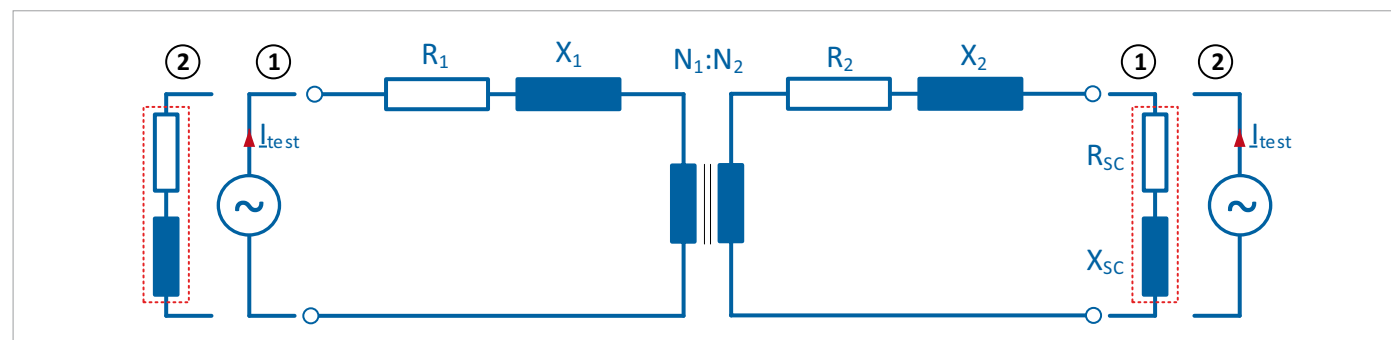
W następnym rozdziale poddano analizie kilka studiów przypadków ilustrujących ilustruje porównanie podejścia „konwencjonalnego” z automatycznym podejściem pomiaru impedancji zwarcia.

Studium przypadków pomiarów impedancji zwarcia

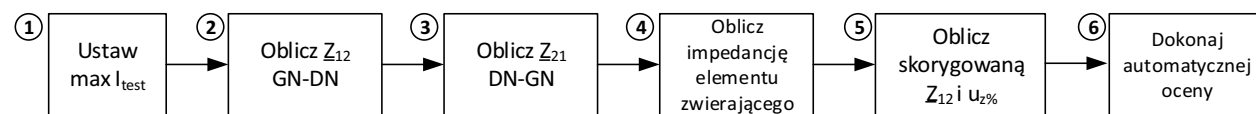
Przypadek 1: Niniejsze studium przypadku transformatora 315 kVA ilustruje możliwości diagnostyczne pomiaru impedancji zwarcia. Dane dotyczące transformatora są podsumowane w **tabeli 2.**, natomiast **rysunek 8.** przedstawia badaną jednostkę.

Ponieważ podejrzewano, że jedno z uzwojeń GN jest uszkodzone, przeprowadzono konwencjonalny pomiar zwarcia z zewnętrznym elementem zwierającym. Wyniki zostały podsumowane w **tabeli 3.**

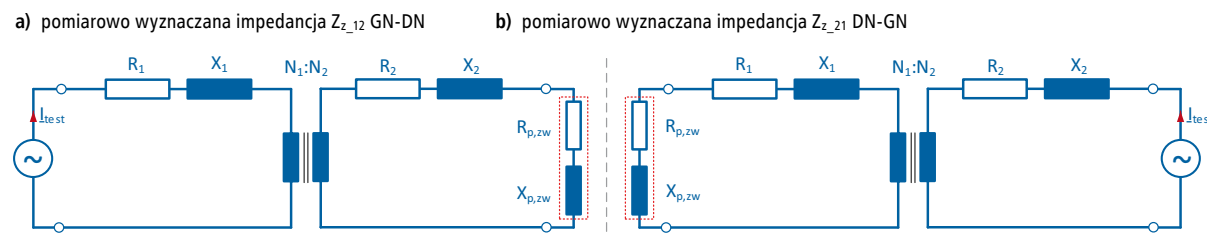
Wyznaczona względna wartość impedancja zwarcia $u_{z\%}$ wynosi 6,87%, co powoduje, że różni się ona od napięcia zwarcia znamionowego o 13,56% podanej na tabliczce znamionowej (6,05%). Powoduje to niezaliczenie wyniku próby zgodnie z [5], [6]. Ponadto ocena składowych R_z oraz X_z pokazuje, że faza A różni się znacząco (7,08%) od pozostałych dwóch faz. Podczas gdy składowa R_z jest zwiększona o prawie 50%, składowa bierna X_z jest zmniejszona o 5%, co wskazuje na strukturalne uszkodzenie transformatora. Część aktywna została usunięta, a uzwojenia zostały przeanalizowane. Na korpusie uzwojenia fazy A zidentyfikowano usterkę (**rys. 9.**).



Rys. 4. Jednofazowy zwarciaowy schemat zastępczy transformatora z nieidealnym zwarcie po stronie: 1) wtórnej, 2) pierwotnej



Rys. 6. Algorytm postępowania automatycznej metody pomiaru impedancji zwarcia



Rys. 7. Automatyczny pomiar impedancji zwarcia przy zwarciu po stronie: a) wtórnej i b) pierwotnej

Stwierdzono, że kilka uzwojeń zostało przerwanych spowodowane zwarciem między zwojowym. Uzyskane wyniki pomiaru impedancji zwarcia wskazały na krytyczny stan transformatora i z powodzeniem wskazał na wadliwą fazę badanego urządzenia.

Przypadek 2: W poniższym studium przypadku przedstawiono pomiar impedancji zwarcia transformatora o mocy 12 MVA. Główne szczegóły techniczne urządzenia podsumowano w tabeli 1. Dodatkowo na rysunku 10. przedstawiono element zwierający stronę DN podczas próby zwarcia metodą „konwencjonalną”.

W pierwszej próbie wyznaczenia napięcia zwarcia metodą „konwencjonalną” do zwarcia strony

DN użyto przewodów miedzianych o przekroju poprzecznym 70 mm². Ponieważ zwarcie to jest uważane za bliskie ideału, wyniki pomiarów są traktowane jako punkt odniesienia dla dalszych porównań (metody automatycznej). Prąd testu podczas próby wynosił 0,5 A. **Tabela 3.** zawiera podsumowanie zmierzonych wartości.

Wyznaczona pomiarowo względna impedancja zwarcia $u_{z\%}$ wynosi 9,47%, co różni się o 0,21% od wartości podanej na tabliczce znamionowej (9,45%). W drugim kroku przeprowadzany jest automatyczny pomiar impedancji zwarcia. Prąd pomiarowy jest również wynosi 0,5 A. **Tabela 4.** zawiera przegląd wyników pomiarów.

Wyznaczona względna impedancja zwarcia $u_{z\%}$ wyniosła 9,50%, co różni się o 0,51% od wartości podanej na tabliczce znamionowej. Ponadto odchylenie w stosunku do pierwszego pomiaru wynosi 0,32% (**tab. 5.**). W obu przypadkach zastosowano korektę temperaturową w celu skorygowania odczytów z 18°C do 75°C.

Zgodnie z wytycznymi z [5], [6] oba pomiary przeszły ocenę pomyślnie, ponieważ odchylenie w stosunku do wartości z tabliczki znamionowej wynosi poniżej 2%.

Wnioski końcowe

Impedancja zwarcia elementów sieci elektrycznej, w tym transformatorów, to bardzo ważne dane, które są wykorzystywane w różnych obszarach elektroenergetyki:

- analiza sieci w stanie ustalonym, obliczenia:
 - rozpyły mocy,
 - prądów zwarcia (wartości maksymalne) ze względu na np. dobór parametrów,
 - prądów zwarcia (wartości minimalne) ze względu na dobór nastaw progów pobudzenia funkcji zabezpieczeniowych,
- analiza sieci w stanach przejściowych:
 - wykorzystując podejście systemowego testowania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej można zweryfikować prawidłowe ich działanie w sytuacjach różnych scenariuszy zwarcia [8],
- narzędzie diagnostyczne:
 - miar impedancji zwarcia jest wrażliwy na odkształcenia mechaniczne wewnątrz trans-



Rys. 8. Widok obiektu testowego nr 1

Dane transformatora	Wielkość
Moc znamionowa	315 kVA
Układ poł. i grupa wektorowa	Dyn5
Napięcie znamionowe GN	10 kV
Napięcie znamionowe DN	0,4 kV
Rezystancja uzwojenia GN	5,36 Ω
Rezystancja uzwojenia DN	3,04 mΩ
Przekładnia	25
Napięcie zwarcia $u_{z\%}$	6,05%

Tab. 2. Dane obiektu testowego nr 1

Faza	R_z	X_z	Z_z	$u_{z\%}$	$u_{zn\%}$	$\Delta u_{z\%}/u_{zn\%}$	Ocena	Δ faza-faza	Ocena
A	31,0 Ω	33,9 Ω	45,9 Ω					7,08%	–
B	19,5 Ω	35,5 Ω	40,5 Ω	6,87%	6,05%	13,55%	–	–5,52%	–
C	22,5 Ω	35,7 Ω	42,2 Ω					–1,56%	+

Tab. 3. Pomiar zwarcia z zewnętrznym elementem zwierającym – wyniki



Rys. 9. Uszkodzenie uzwojenia GN testowanego obiektu nr 1

formatora i może być użyty do oceny integralności mechanicznej urządzenia.

Udowodniono, że przy użyciu przenośnego sprzętu testującego możliwe jest dokładne pomiarowe wyznaczenie impedancji zwarcia, mimo że dostępna moc jest znacznie mniejsza w porównaniu z urządzeniami do badań podczas prób FAT. Dodatkowo omówiono wpływ zewnętrznego elementu zwierającego, przedstawiając jednocześnie skuteczną metodę eliminacji tego błędu dzięki automatycznemu podejściu. Przytoczone studia przypadków dowiodły, że zautomatyzowany pomiar impedancji zwarcia może znacznie **zmniejszyć** lub **usunąć**:

- negatywny wpływ zewnętrznego elementu zwierającego (dodatkowa impedancja),
- konieczność zmiany układu pomiarowego podczas typowych testów rutynowych jak: przekładnia, prądy magnesowania itp.,
- możliwe błędy podczas zmiany układu pomiarowego,

Dane transformatora	Wielkość
Moc znamionowa	12 MVA
Układ poł. i grupa wektorowa	YNd11
Napięcie znamionowe GN	110 kV
Napięcie znamionowe DN	10,6 kV
Rezystancja uzwojenia GN	2,12 Ω
Rezystancja uzwojenia DN	31,9 mΩ
Przekładnia	10,37
Napięcie zwarcia $u_{z\%}$	9,45%

Tab. 4. Dane obiektu testowego nr 2

Faza	R_z	X_z	Z_z	$u_{z\%}$	$u_{zn\%}$	$\Delta u_{z\%}/u_{zn\%}$	Ocena	Δ faza-faza	Ocena
A	6,2 Ω	124,5 Ω	124,7 Ω					–0,80%	+
B	6,7 Ω	126,7 Ω	126,9 Ω	9,47%	9,45%	0,21%	+	0,95%	+
C	8,7 Ω	125,2 Ω	125,5 Ω					–0,16%	+

Tab. 5. Wyniki pomiarów obiektu testowego nr 2 – metoda konwencjonalna

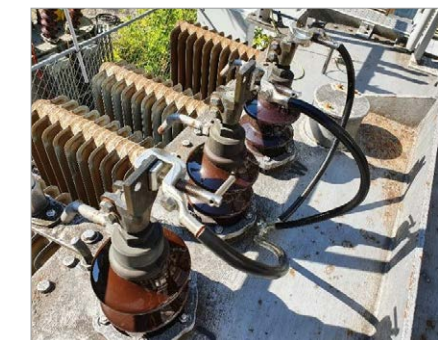
Faza	R_z	X_z	Z_z	$u_{z\%}$	$u_{zn\%}$	$\Delta u_{z\%}/u_{zn\%}$	Ocena	Δ faza-faza	Ocena
A	7,2 Ω	125,9 Ω	126,1 Ω					0,00%	+
B	7,7 Ω	127,8 Ω	128,0 Ω	9,50%	9,45%	0,53%	+	1,51%	+
C	6,6 Ω	123,8 Ω	124,0 Ω					–1,51%	+

Tab. 6. Wyniki pomiarów obiektu testowego nr 2 – metoda automatyczna

- czas potrzebny na wykonanie połączeń oraz pomiarów,
- Ponadto możliwe jest zwiększenie:
- bezpieczeństwa osoby wykonującej pomiary poprzez brak konieczności zmiany układu pomiarowego,
- dokładności wyników pomiarowych.

Literatura

- M. J. Heathcore, The J&P Transformer Book, Elsevier Ltd., 2007.
- A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, Karlsruhe: Springer, 2012.
- ABB, Transformer Handbook, Zurich: ABB, 2004.
- A. Carlsson, F. Wegscheider, G. Schemel und J. Fuhr, Testin of power transformers and shunt reactors, Zurich: ABB Ltd Transformers, 2010.
- IEEE Std C57.152-2013, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, New York: IEEE Power and Energy Society, 2013.
- Cigré WG A2.34, Guide for Transformer Maintenance, Paris: CIGRE, 2011.
- L. Oliveira und A. Cardoso, „Leakage Inductance Calculation for Power Transformers Interturn Fault Studies,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2015.
- J. Beaumeister: System-based Testing of Line Differential Protection with Transformer. Relay-SimTest application note. ANS_17007.

Rys. 10. Widok podłączenia elementu zwierającego (przewodu o przekroju 70 mm²)

POBIERZ BEZPŁATNE PORADNIKI

KABLE I PRZEWODY



OCHRONA ODGROMOWA I PRZECIWPRZEPięCIOWA



OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA



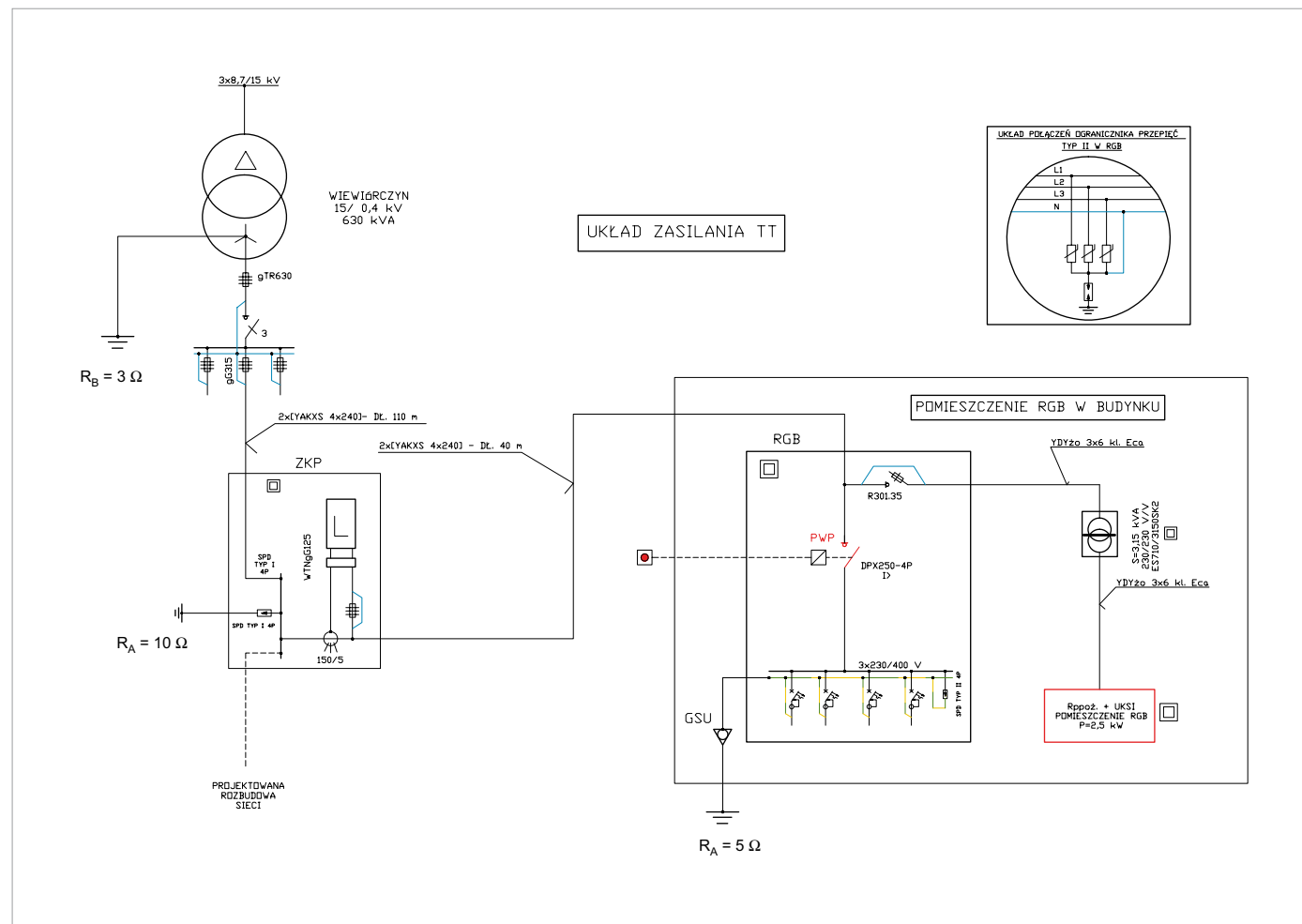
Pobierz:

WWW.ELEKTRO.INFO.PL

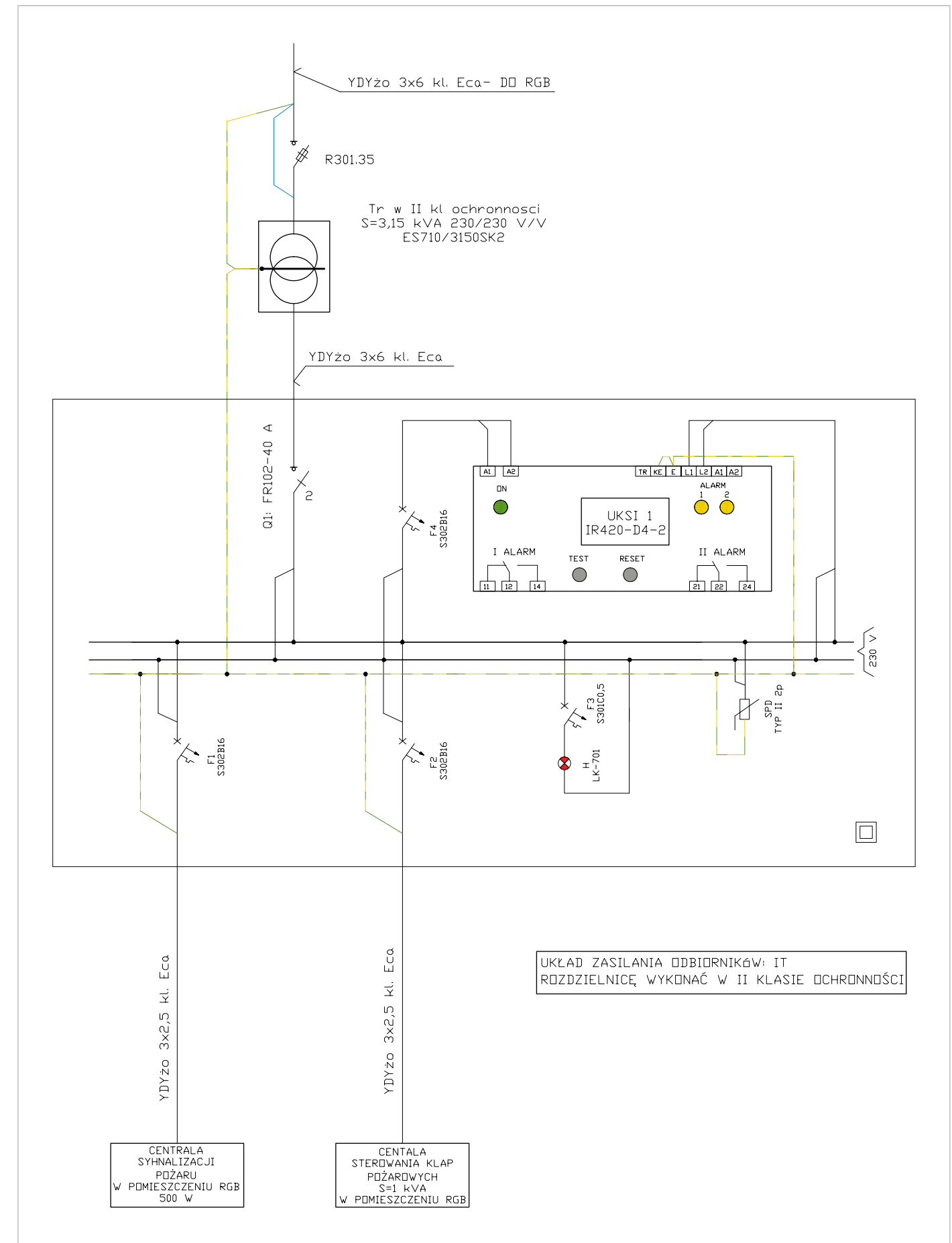
Uproszczony projekt zasilania rozdzielnic zasilającej urządzenia ppoż. w budynku zasilanym z sieci elektroenergetycznej o układzie zasilania TT

Podstawa opracowania

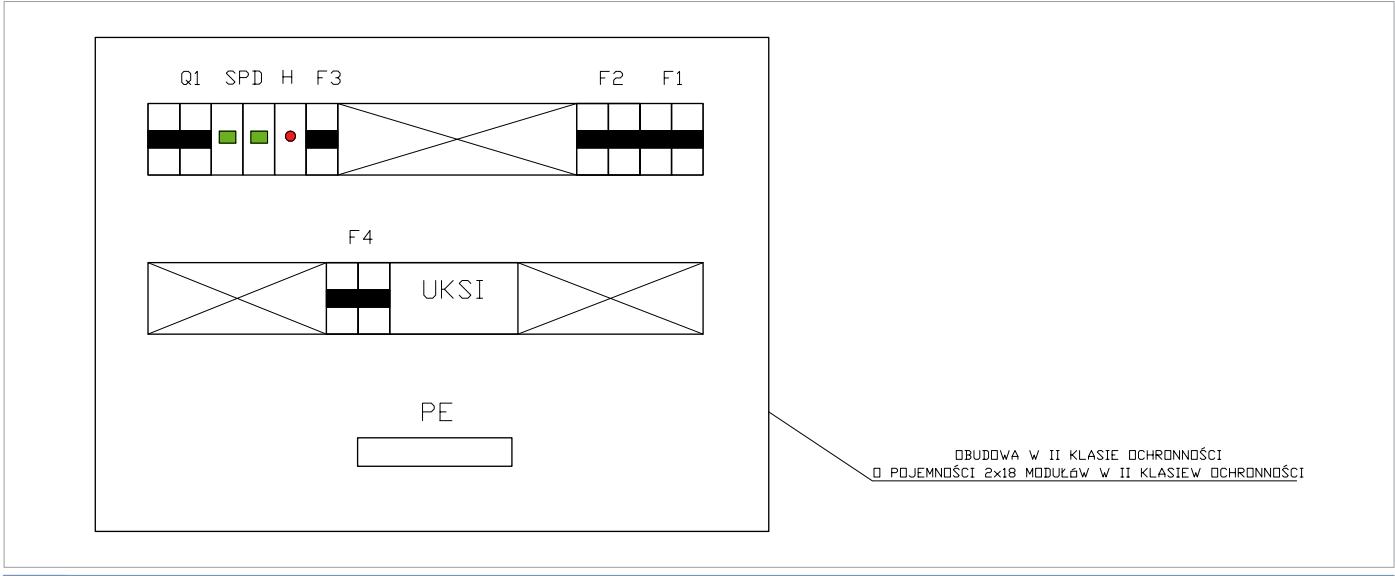
1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2019 roku poz. 1065 z późniejszymi zmianami).
2. Warunki techniczne zasilania, wydane przez spółkę dystrybucyjną.
3. Wizja lokalna w obiekcie.
4. Projekt zasilania budynku w energię elektryczną.
5. Projekt instalacji przeciwpożarowych budynku.
6. Projekt instalacji przeciwpożarowych budynku.
7. Norma PN-HD 60364-4-41:2017-09 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.*
8. PN-HD 60364-5-52:2011 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie.*
9. Katalogi producentów osprzętu elektrycznego.



Rys. 1. Uproszczony schemat zasilania budynku rys. J. Wiatr



Rys. 2. Schemat ideowy Rppoż. rys. J. Wiatr



Rys. 3. Schemat montażowy Rppoż. rys. J. Wiatr

Wyciąg z Warunków technicznych zasilania wydanych przez spółkę dystrybucyjną

1. Miejsce przyłączenia: stacja transformatorowa „Wiewiórczyn” o mocy 630 kVA.
2. Miejsce dostarczenia energii stanowiące jednocześnie miejsce rozgraniczenia własności dystrybucyjne spółki dystrybucyjnej i podmiotu przyłączanego: zaciski na listwie zaciskowej za układem rozliczeniowo-pomiarowym w kierunku instalacji odbiorcy.
3. Rodzaj przyłącza: kablowe 2xYAKXS 4x240 o długości 110 m ze złączem typu ZK-3+PP-1, instalowanym w linii ogrodzenia.
4. Pomiar zużytej energii: układ pomiarowy półpośredni.
5. Moc przyłączeniowa: 80 kW – zasilanie podstawowe.
6. System dodatkowej ochrony od porażeń – samoczynne wyłączenie zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-4-41: 2017-09.
7. Układ pracy sieci zasilającej 0,4 kV: TT.
8. Ze złącza kablowego należy wyprowadzić do zasilania budynku kabel YAKXS 4x120 lub o większym przekroju w zależności od wyników obliczeń.

Stan istniejący

Budynek jest zasilany linią WLZ: przewodem YAKXS 4x120 o długości 40 m, wyprowadzonym ze złącza kablowego z układem pomiarowym zainstalowanym w linii ogrodzenia. Kabel WLZ jest wprowadzony do Rozdzielnicz Główniej Budynku (RGB) zainstalowanej w pomieszczeniu stanowiącym osobną strefę pożarową. W RGB jest zainstalowany aparat wykonawczy PWP. Uruchomienie PWP realizowane jest przyciskiem uruchamiającym zainstalowanym przy wejściu do budynku. Układ zasilania budynku: TT. Impedancja obwodu zwarciovego na zaciskach RGB wynosi:

- » dla zwarć jednofazowych bez udziału ziemi: $I_{k1max} = 4,3 \text{ kA}$,
- » dla zwarć jednofazowych z udziałem ziemi (dla celów ochrony przeciwporażeniowej): $I_{k1min} = 28,75 \text{ A}$,
- » dla zwarć symetrycznych: $I_{k3max} = 7,41 \text{ kA}$.

Stan projektowany

W budynku projektowane są klapy pożarowe w układzie automatycznego sterowania oraz system sygnalizacji pożaru. Prądy zwarciove dla

zwarć jednofazowych z udziałem ziemi są zbyt małe dla pobudzenia zabezpieczeń o prądzie znamionowym większym od 6 A. W obwodach przeciwpożarowych nie wolno stosować wyłączników różnicowoprądowych ze względu na wymaganą niezawodność zasilania. Skutkuje to koniecznością zastosowania specjalnego układu zasilania IT wyposażonego w Układ Kontroli Stanu Izolacji (UKSI).

UKSI w układzie zasilania obwodów ppoż. spełnia swoją funkcję jedynie w warunkach normalnych. Natomiast w czasie pożaru staje się nieprzydatny, przez co układ zasilania przy podwójnym zwarciu musi automatycznie przekształcać się układ TN lub układ zasilania IT. W pomieszczeniu RGB należy zainstalować transformator ESZ10/3150SK2, wykonany w II klasie ochronności. Transformator należy mocować w pomieszczeniu RGB do podłoża i zasilić sprzed PWP przewodem YDYżo 3x6 o klasie reakcji na ogień E_{ca}. Z transformatora należy wyprowadzić przewód YDYżo 3x6 o klasie reakcji na ogień E_{ca} do zasilania Rppoż., którą należy zainstalować w pomieszczeniu RGB. Z Rppoż. należy zasilac Centralę Sterowania Klap Pożarowych (CSKP) oraz Centralę Sygnalizacji Pożaru (CSP). Projekt systemu sygnalizacji pożaru oraz projekt sterowania klap pożarowych stanowi osobne opracowanie.

Zasilanie CSKP oraz CSP będzie realizowane w układzie zasilania IT. Uproszczony schemat zasilania budynku przedstawia **rysunek 1**. Schemat ideowy oraz schemat montażowy Rppoż. przedstawiają **rysunek 2** oraz **rysunek 3**. Rozmieszczenie elementów instalowanych w pomieszczeniu RGB przedstawia **rysunek 4**. Pomieszczenie RGB, w którym instalowana będzie Rppoż., stanowi osobną strefę pożarową.

Obliczenia

Na podstawie projektów SSP oraz CSKP ustalono moc zapotrzebowaną:

- » CSP – $S_{CSP} = 1 \text{ kVA}$,
- » CSKP – $S_{CSKP} = 1,5 \text{ kVA}$.

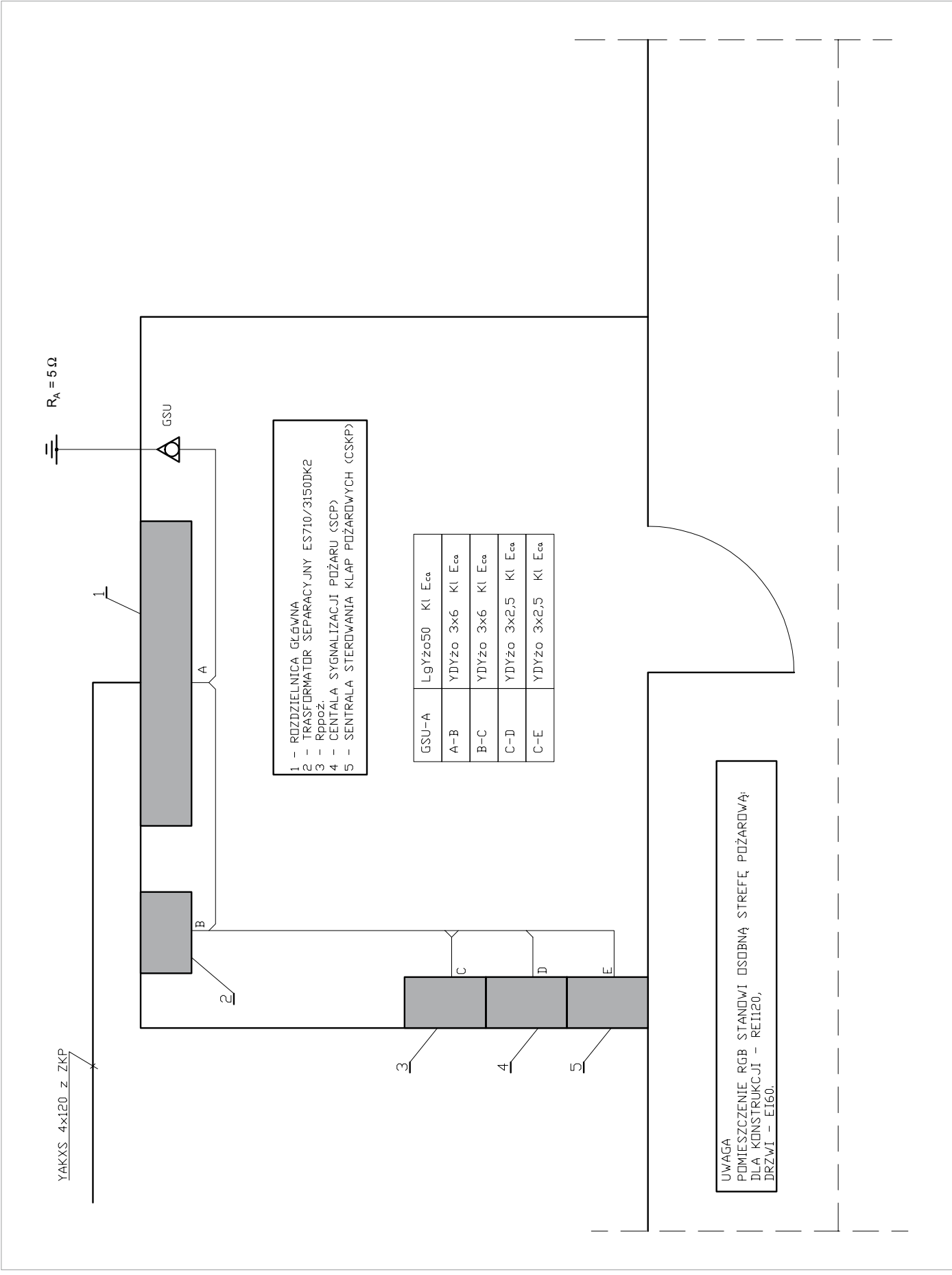
Zatem wymagana moc S_T transformatora separacyjnego, zasilającego Rppoż.:

$$S_T \geq S_{CSP} + S_{CSKP} = 1 + 1,5 = 2,5 \text{ kVA}$$

gdzie:

S_{CSP} – moc pozorna centrali sygnalizacji pożaru, w [kVA],

S_{CSKP} – moc pozorna centrali sterowania klap pożarowych, w [kVA].



Rys. 4. Fragment budynku z rozmieszczeniem elementów instalowanych w pomieszczeniu RGB rys. J. Wiatr

Zostanie przyjęty transformator ESZ10/3150SK2, o następujących parametrach katalogowych:

- moc znamionowa: $S_{nT} = 3,15 \text{ kVA}$,
- napięcie zwarcia: $u_k = 2,9\%$,
- zabezpieczenie strony pierwotnej: $I_n \geq 2 \cdot I_{n1} = 2 \cdot 14,2 = 28,2 \text{ A} \Rightarrow \text{DO2gG35}$,
- prąd strony pierwotnej: $I_{n1} = 14,2 \text{ A}$,
- prąd strony wtórnej: $I_{n2} = 13,7 \text{ A}$,
- przekładnia: $u = 1:1$,
- napięcie strony pierwotnej: $U_n = 230 \text{ V}$,
- moc strat w miedzi: $\Delta P_{Cu} = 62 \text{ W}$,
- moc strat w żelazie: $\Delta P_{Fe} = 36 \text{ W}$,
- klasa izolacji: II,
- sprawność: $\eta = 95\%$.

Dobór przewodu zasilającego transformator separacyjny:

$$I_b = 14,2 \text{ A} \leq I_n \leq I_z$$

$$I_z \geq \frac{k_2 \cdot I_n}{1,45} = \frac{1,6 \cdot 35}{1,45} = 38,62 \text{ A}$$

Na podstawie normy *PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie, przy sposobie ułożenia „C”* warunki spełnia przewód YDYżo 3×6 o klasie reakcji na ogień E_{ca} , którego dopuszczalna długotrwale obciążalność prądowa w temperaturze $T = 20^\circ$ wynosi:

$$I_z = 1,06 \cdot 46 = 48,76 \text{ A} > 38,62 \text{ A}$$

Sprawdzenie dobranego przewodu ze względu na spadek napięcia (wprowadzono uproszczenie polegające na przyjęciu mocy pozornej transformatora separacyjnego zamiast mocy czynnej – wprowadza to niewielki błąd w kierunku dodatnim, czyli bezpiecznym):

$$\Delta U_T = \frac{2 \cdot P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot S \cdot U^2} = \frac{2 \cdot 3150 \cdot 5 \cdot 100}{55 \cdot 6 \cdot 230^2} = 0,18\% < 0,5\%$$

Dobór przewodów zasilających SCP oraz CSKP:

$$I_b = \frac{S_{CSKP}}{U_1} = \frac{1500}{230} = 6,53 \text{ A} \Rightarrow I_n = 10 \text{ A}$$

Z uwagi na przejętą zasadę zwiększonej pewności zasilania urządzeń poaż. należy zwiększyć wartość prądu znamionowego zabezpieczenia do 16 A i przyjąć instalacyjny wyłącznik nadprądowy S301B16:

$$I_z = \frac{k_2 \cdot I_n}{1,45} = \frac{1,45 \cdot 16}{1,45} = 16 \text{ A}$$

Na podstawie normy *PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Oprzewodowanie, przy sposobie ułożenia „C”*, warunki spełnia przewód YDYżo 3×2,5 o klasie reakcji na ogień E_{ca} , którego dopuszczalna długotrwale obciążalność prądowa w temperaturze $T = 20^\circ$ wynosi:

$$I_z = 1,06 \cdot 27 = 28,62 \text{ A} > 16 \text{ A}$$

Sprawdzenie dobranego przewodu zasilającego Rppoż. ze względu na spadek napięcia (przyjęto uproszczenie wprowadzając do wzoru moc czynną równą wartości mocy pozornej zasilanych central CSP oraz CSKP – wprowadza to niewielki błąd w kierunku dodatnim, czyli bezpiecznym):

$$\Delta U = \Delta U_{Rppoż} + \frac{2 \cdot P \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot S \cdot U^2} =$$

$$= \frac{2 \cdot 2500 \cdot 5 \cdot 100}{55 \cdot 6 \cdot 230^2} + \frac{2 \cdot 1500 \cdot 5 \cdot 100}{55 \cdot 2,5 \cdot 230^2} = 0,35\% < 0,5\%$$

Maksymalna dopuszczalna długość obwodu I_{max} wyprowadzonego z Rppoż. ze względu na wymagania w zakresie ochrony przeciwporażeniowej:

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_{nT}} = \frac{2,9}{100} \cdot \frac{0,23^2}{0,00315} = 0,487 \Omega$$

Dla przyjętych zabezpieczeń SSKP oraz CSP: S301B16, dopuszczalna długość zasilanych obudów, gdzie przy zwarciu nastąpi samoczynne wyłączenie w czasie $t \leq 0,4 \text{ s}$, zgodnie z normą PN-HD 60364-4-41: 2017-09, nie może przekroczyć wartości:

$$I_{dop} \leq \frac{1}{2} \left[\frac{U}{2 \cdot I_a} - Z_T \right] \cdot \gamma \cdot S = \frac{1}{2} \left[\frac{230}{2 \cdot 5 \cdot 16} - 0,487 \right] \cdot 55 \cdot 2,5 = 65,3 \text{ m}$$

$$I_{max} = 60 \text{ m} < I_{dop} = 65,3 \text{ m}$$

Zatem w projektowanych obwodach ochrona przeciwporażeniowa realizowana przez samoczynne wyłączenie zostanie zachowana, gdyż żaden obwód nie przekracza dopuszczalnej długości.

Maksymalny, spodziewany prąd zwarcia strony wtórnej transformatora separacyjnego:

$$I_{kmax} = \frac{U}{Z_T} = \frac{230}{0,487} = 472,28 \text{ A} < I_{k dop} = 1,15 \text{ kA}$$

Na podstawie uzyskanych wyników należy uznać, że zostanie zachowana selektywność zabezpieczeń instalowanych w Rppoż.: S301B16 z zabezpieczeniem instalowanym po stronie pierwotnej transformatora separacyjnego: DO2gG35.

Wymagana odporność zwarcia zabezpieczeń instalowanych w Rppoż: $I_{cu} \geq 6 \text{ kA}$ zgodnie z wymaganiami normy IEC/EN 60698-1:

$$I_{cs} = 0,75 \cdot I_{cu} = 0,75 \cdot 6 = 4,5 \text{ kA} > I_{kmax} = 0,48 \text{ kA}$$

gdzie:

I_{cs} – prąd zwarcia eksploatacyjny, w [kA],

I_{cu} – prąd zwarcia graniczny, w [kA],

$I_{k dop}$ – maksymalny prąd zwarcia gwarantujący zachowanie selektywności działania kaskadowo połączonego wyłącznika nadprądowego S301B16 z bezpiecznikiem topikowym DO2gG35, w [kA],

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

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

Z_T – impedancja transformatora separacyjnego, w $[\Omega]$,

S_{CSKP} – moc pozorna centrali sterowania kłapami pożarowymi, w [VA],

k_2 – współczynnik korekcyjny niedopasowania charakterystyki prądowo-czasowej przewodu i zabezpieczenia, w [-].

Uwagi końcowe

1. Ochrona przeciwporażeniowa w projektowanej instalacji – samoczynne wyłączenie w układzie IT, zgodnie z normą PN-HD 60364-4-41:2017-09.
2. Instalacja transformatora separacyjnego zgodnie z DTR producenta.
3. Po wykonaniu prac instalacyjnych należy wykonać próby i pomiary odbiorcze zgodnie z wymaganiami normy PN-HD 60364-6.

JULIAN WIATR

PRAKTYCZNE ASPEKTY OBLICZANIA ZWARĆ W SIECIACH ORAZ INSTALACJACH ELEKTRYCZNYCH NISKIEGO NAPIĘCIA

WYDANIE PAPIEROWE:

39 zł

WYDANIE ELEKTRONICZNE:

30 zł (EBOOK)

PDF



W książce przedstawiono metodykę prowadzenia obliczeń zwarcia w sieciach oraz instalacjach elektrycznych niskiego napięcia, rozszerzoną o obliczanie zwarć w sieciach elektroenergetycznych średniego napięcia. Opisano wpływ silników na prądy zwarcia, które mogą przyczyniać się do wzrostu prądu zwarcia. Zjawisko to należy uwzględnić przy doborze odporności zwarcia doborze aparatów i urządzeń elektrycznych. Pominiecie silników w obliczeniach prądów

zwarcia może skutkować doбором aparatów lub urządzeń o zbyt małej odporności zwarcia. Uzupełnieniem publikacji jest opis metody składowych symetrycznych zawierający szczegółowe wytyczne zastosowania rachunku macierzowego będącego elementem algebry liniowej wykorzystywanej przy obliczaniu zwarć. Zawarte w książce liczne przykłady rachunkowe pozwalają na łatwe zrozumienie treści teoretycznych i stosowanie ich w praktyce projektowej.

ZAMÓW: www.wydawniczy.pl, www.ksiegarniatechniczna.com.pl

JULIAN WIATR

PODSTAWY PROJEKTOWANIA PRZYDOMOWYCH SYSTEMÓW PV

WYDANIE PAPIEROWE:

45 zł

WYDANIE ELEKTRONICZNE:

35 zł (EBOOK)

PDF



Publikacja prezentuje praktyczne podejście do projektowania systemów fotowoltaicznych w odniesieniu do wymagań wynikających z Ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Poruszono w niej między innymi zagadnienia związane z ograniczeniem mocy generatora PV w układach współpracujących z siecią elektroenergetyczną oraz omówiono metodykę neutralizacji tych ograniczeń. Opisane zostały m.in. zasady doboru przewodów i ich zabezpieczeń, metody projektowania ochrony odgromowej oraz ochrony przeciwporażeniowej zarówno po stronie stałoprądowej, jak i prądu przemiennoprądowej.

BONUS!

- Metodyka instalowania systemów PV na stacjach paliw płynnych i gazowych.
- Uproszczony projekt instalacji przydomowego systemu PV.
- Wykorzystanie fotowoltaiki do zasilania znaków drogowych oraz oświetlenia terenu w miejscach, gdzie doprowadzanie energii z sieci elektroenergetycznej jest ekonomicznie nieuzasadnione

ZAMÓW: www.wydawniczy.pl, www.ksiegarniatechniczna.com.pl

dr hab. inż. Andrzej Ł. Chojnacki, prof. PŚk – Politechnika Świętokrzyska w Kielcach

Funkcje niezawodnościowe transformatorów energetycznych SN/nn eksploatowanych wewnątrzowo

Problem niezawodności sieci elektroenergetycznych oraz urządzeń w nich eksploatowanych 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 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. Niestety, wraz z upływem czasu niewiele się w tym zakresie zmienia.

Bardzo ważnym zagadnieniem jest wyznaczenie parametrów oraz funkcji określających właściwości niezawodnościowe poszczególnych urządzeń sieciowych. Pozwala to na opracowanie optymalnych metod ich eksploatacji. 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 parametr charakterystyczny stacji, linii czy też innego urządzenia współczynnik zawadności q oraz średnią intensywność awarii λ , ewentualnie średni czas trwania odnowy (awarii) t_a [3]. W artykule autor wyznaczył funkcje niezawadności, funkcje zawadności oraz funkcje intensywności uszkodzeń dla transformatorów SN/nn. Ze względu na odmienne warunki

eksploatacyjne analizy przeprowadzone zostały rozłącznie dla transformatorów eksploatowanych w stacjach elektroenergetycznych SN/nn napowietrznych oraz wewnątrzowych. Analizy te zostały przeprowadzone na podstawie danych pochodzących z 10 lat obserwacji transformatorów na terenie działania dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju. Przyjęty poziom istotności $\alpha = 0,05$.

Podstawowe funkcje niezawadnościowe

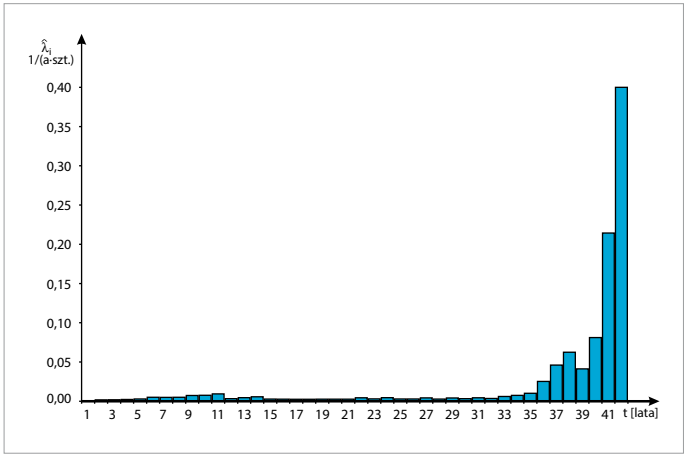
Niezawadność urządzenia lub systemu wyraża jego zdolność do wykonania określonych funkcji w określonym przedziale czasowym oraz w zadanych warunkach [6, 10]. W sensie matematycznym niezawadność jest prawdopodobieństwem warunkowym, że urządzenie będzie pracowało bez uszkodzenia od chwili jego

bieństwem warunkowym, że urządzenie będzie pracowało bez uszkodzenia od chwili jego

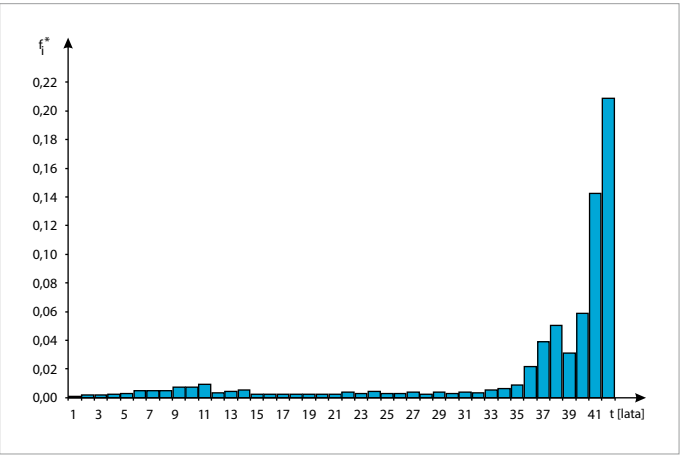
STRESZCZENIE

W artykule przedstawiona została analiza podstawowych funkcji charakteryzujących właściwości niezawadnościowe transformatorów energetycznych SN/nn eksploatowanych w dystrybucyjnych stacjach wewnątrzowych oraz napowietrznych, jakimi są funkcja intensywności awarii, funkcja niezawadności, funkcja zawadności, a także funkcja gęstości prawdopodobieństwa wystąpienia awarii. Na podstawie wieloletnich obserwacji transformatorów SN/nn eksploatowanych na terenie dużej spółki dystrybucyjnej energii elektrycznej w kraju określone zostały przebiegi empiryczne wymienionych funkcji. Podjęta została także próba realizacji modeli teoretycznych otrzymanych funkcji empirycznych.

Słowa kluczowe: transformatory SN/nn, funkcja niezawadności, funkcja zawadności, intensywność awarii.



Rys. 1. Empiryczna intensywność uszkodzeń transformatorów eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach elektroenergetycznych SN/nn rys. A. Ł. Chojnacki



Rys. 2. Empiryczna częstość uszkodzeń transformatorów eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach elektroenergetycznych SN/nn rys. A. Ł. Chojnacki

uruchomienia do chwili t , pod warunkiem, że w chwili włączenia ($t=0$) urządzenie było sprawne [1, 7, 10, 12]:

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

gdzie:
 $S(\tau)$ – stan obiektu w chwili czasu τ ;
 S – stan zdadności obiektu.

Powyżej przedstawiona funkcja nosi nazwę funkcji niezawadności lub inaczej funkcji życia urządzenia [10].

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

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

Funkcja niezawadności stanowi układ zupełny zdarzeń z funkcją zawadności $F(t)$:

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

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 zawadności 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 niezawadności 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:

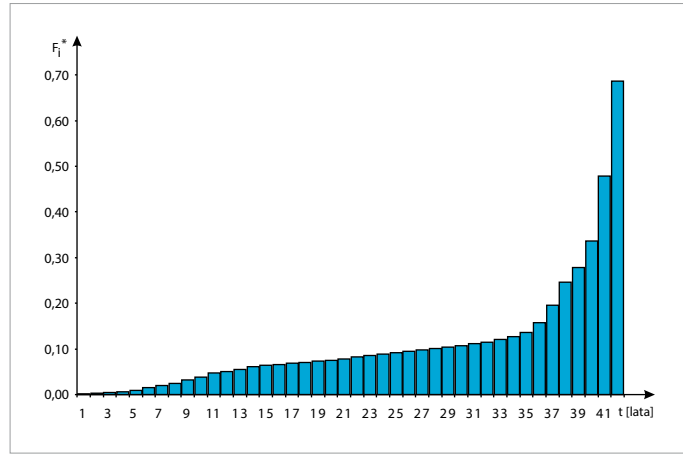
$$\lambda(t) = \frac{F'(t)}{1 - F(t)} = \frac{R'(t)}{R(t)} \quad (6)$$

Zatem intensywność uszkodzeń $\lambda(t)$ charakteryzuje w każdej chwili t względne pogorszenie się niezawadności obiektu przypadające na jednostkę czasu $\Delta t = 1$. Dla porównania gęstość

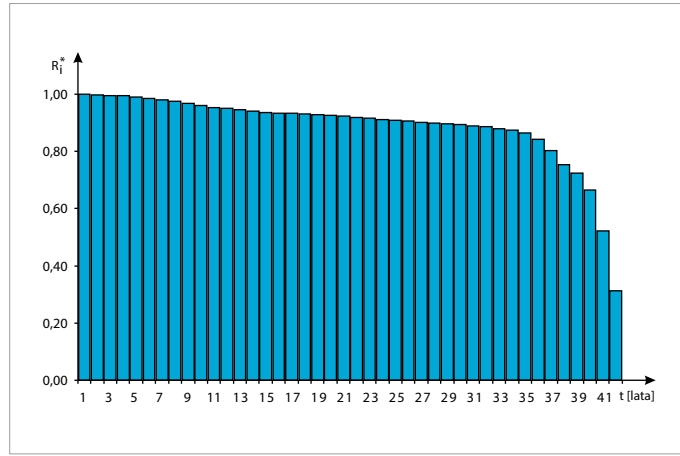
Rok eksploatacji	$\hat{\lambda}_i$	f_i^*	F_i^*	R_i^*
	$\frac{1}{a-szt.}$	---	---	---
1	0,0007	0,0007	0,0007	0,9993
2	0,0017	0,0017	0,0025	0,9975
3	0,0020	0,0020	0,0044	0,9956
4	0,0023	0,0023	0,0067	0,9933
5	0,0029	0,0029	0,0096	0,9904
6	0,0051	0,0050	0,0146	0,9854
7	0,0049	0,0048	0,0194	0,9806
8	0,0051	0,0050	0,0244	0,9756
9	0,0073	0,0071	0,0315	0,9685
10	0,0076	0,0074	0,0389	0,9611
11	0,0094	0,0090	0,0479	0,9521
12	0,0034	0,0032	0,0511	0,9489
13	0,0045	0,0043	0,0554	0,9446
14	0,0057	0,0054	0,0608	0,9392
15	0,0028	0,0026	0,0634	0,9366
16	0,0026	0,0025	0,0659	0,9341
17	0,0026	0,0024	0,0683	0,9317
18	0,0026	0,0024	0,0707	0,9293
19	0,0026	0,0024	0,0731	0,9269
20	0,0027	0,0025	0,0755	0,9245
21	0,0027	0,0025	0,0781	0,9219
22	0,0044	0,0040	0,0821	0,9179
23	0,0030	0,0028	0,0849	0,9151
24	0,0045	0,0041	0,0890	0,9110
25	0,0029	0,0027	0,0917	0,9083
26	0,0029	0,0026	0,0943	0,9057
27	0,0043	0,0039	0,0982	0,9018
28	0,0028	0,0025	0,1007	0,8993
29	0,0042	0,0038	0,1045	0,8955
30	0,0033	0,0030	0,1075	0,8925
31	0,0044	0,0039	0,1115	0,8885
32	0,0036	0,0032	0,1147	0,8853
33	0,0061	0,0054	0,1201	0,8799
34	0,0074	0,0065	0,1266	0,8734
35	0,0101	0,0088	0,1355	0,8645
36	0,0253	0,0219	0,1573	0,8427
37	0,0462	0,0389	0,1962	0,8038
38	0,0625	0,0502	0,2465	0,7535
39	0,0412	0,0311	0,2775	0,7225
40	0,0811	0,0586	0,3361	0,6639
41	0,2143	0,1423	0,4784	0,5216
42	0,4000	0,2086	0,6870	0,3130

Tab. 1. Wyniki obliczeń statystycznych intensywności, częstości uszkodzeń, rozkładu trwałości oraz rozkładu niezawadności dla transformatorów SN/nn eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach elektroenergetycznych

prawdopodobieństwa $f(t)$ wyraża bezwzględne pogorszenie niezawadności obiektu przypadające na jednostkę czasu [4, 10]. Kolejną funkcją charakteryzującą niezawadność obiektu jest skumulowana intensywność uszkodzeń, zwana także funkcją wiodącą [4, 10]:



Rys. 3. Empiryczna funkcja zawadności transformatorów SN/nn eksploatowanych we wnetrzowych stacjach elektroenergetycznych rys. A. Ł. Chojnacki



Rys. 4. Empiryczna funkcja niezawadności transformatorów SN/nn eksploatowanych we wnetrzowych stacjach elektroenergetycznych rys. A. Ł. Chojnacki

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

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

Niezawadność obiektu można także scharakteryzować, poprzez określenie funkcji oczekiwanego pozostałego czasu zdadności:

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

Metoda „próby dynamicznej” określania funkcji niezawadnościowych urządzeń elektroenergetycznych

Aby w sposób pełny określić właściwości niezawadnościowe 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 urządzeń, uzyskanie pełnej i dokładnej informacji niezawadnościowej 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 oraz średnie czasy trwania odnowy (naprawy) t_a .

W przypadku gdy istnieje konieczność wyznaczenia funkcji niezawadnościowych $R(t)$, $F(t)$ 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 zawadności w czasie t , mamy do czynienia z próbą losową pełną. W takim przypadku oszacowaniem wartości funkcji niezawadności $R(t)$ 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 zawadności $F^*(t)$ 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 [10] 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 niezawadności obiektu odbywa się poprzez analizę populacji obiektów, które w chwili badań znajdują się w różnych latach eksploatacji;
2. Właściwości niezawadnościowe obiektów określone są przez funkcję niezawadności $R(t)$;

3. Proces odnowy obiektów nie zmienia ich właściwości niezawadnościowych, ponieważ ogranicza się do usunięcia awarii konkretnego urządzenia (elementu) 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 w i -tym roku eksploatacji i j -tym roku obserwacji.

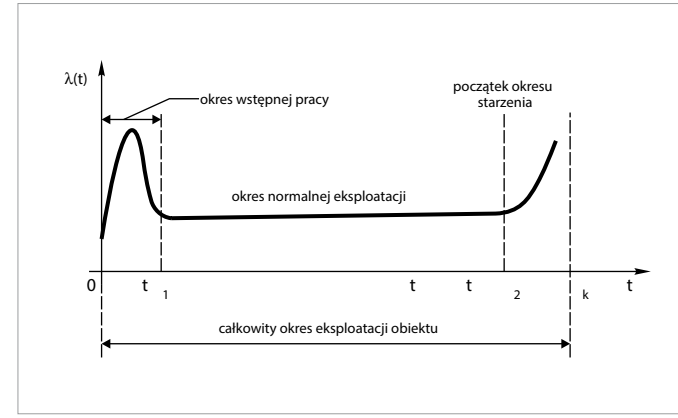
Analogicznie, liczba awarii obiektów jaka wystąpiła w j -tym roku obserwacji jest sumą liczby awarii obiektów znajdujących się w różnych latach eksploatacji i :

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

gdzie:

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

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 łączną liczbę obiektów oraz liczbę awarii obiektów znajdujących się


Rys. 5. Teoretyczna funkcja intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ dla większości obiektów technicznych (rys. własny wg [10])

w i -tym roku eksploatacji wyznacza się z zależności:

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

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

gdzie:

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

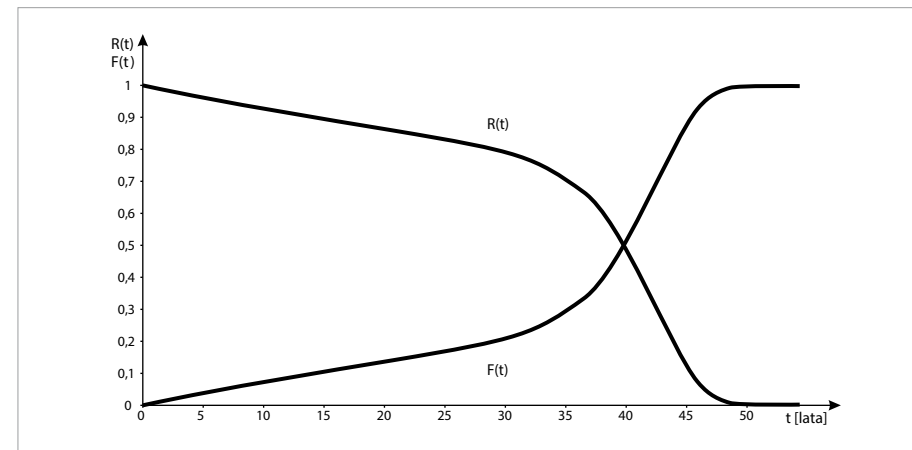
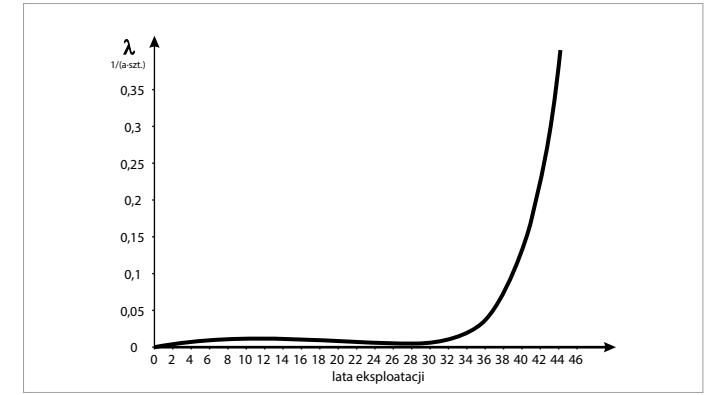
Estymator średniej intensywności uszkodzeń obiektów w i -tym roku eksploatacji jest równy:

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

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.


Rys. 7. Teoretyczne funkcje niezawadności $R(t)$ oraz zawadności $F(t)$ transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach wnetrzowych rys. A. Ł. Chojnacki

Rys. 6. Teoretyczna funkcja intensywności uszkodzeń $\lambda(t)$ transformatorów SN/nn eksploatowanych we wnetrzowych stacjach elektroenergetycznych rys. A. Ł. Chojnacki

Znając funkcję intensywności uszkodzeń obiektów w postaci wartości dyskretnych λ_i można wyznaczyć wartość średniej intensywności uszkodzeń [10]:

$$\lambda_{sr} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \lambda_i \quad (17)$$

W teorii niezawadności bardzo ważna jest znajomość częstości uszkodzeń f_i oraz jej 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^* :

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

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

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

przy czym zachowany musi być warunek normalizacyjny:

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

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 zawadności $F(t)$ oraz funkcji niezawadności $R(t)$, dla poszczególnych lat eksploatacji i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$). Wyznaczenie funkcji intensywności awarii, zawadności, czy też niezawadności nie rozwiązuje więc problemu estymacji parametrów niezawadnościowych. 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 [9, 10]. Weryfikacja hipotezy o rozkładzie może zostać przeprowadzona za pomocą testu znaków lub testu Woldy-Wolfowitza, zwanego także testem serii [5, 9, 10].

Ocena funkcji niezawadnościowych transformatorów SN/nn eksploatowanych we wnetrzowych stacjach elektroenergetycznych

Liczba obserwowanych transformatorów 15/0,4 kV eksploatowanych w stacjach wnetrzowych wzrosła z 2374 na początku obserwacji do 2533 na koniec obserwacji. Statystyka uszkodzeń tych urządzeń obejmuje natomiast 99 przypadków awarii.

Awary transformatorów energetycznych pogrupowano w próby o licznosciach n_i – liczba transformatorów znajdujących się w i -tym roku eksploatacji oraz m_i – liczba transformatorów uszkodzonych w i -tym roku eksploatacji. Na podstawie zależności (15), (18), (19) oraz (20) obliczone zostały wartości empiryczne intensywności uszkodzeń, częstości uszkodzeń f_i^* , funkcji niezawadności R_i^* oraz zawadności (trwałości) F_i^* . Wyniki obliczeń przedstawione

Rok eksploatacji	Intensywność awarii		$\Delta\lambda = \lambda(t) - \hat{\lambda}_1$	Wynik testu
	$\lambda(t)$	$\hat{\lambda}_1$		
1	0,0006	0,0007	-0,0001	-
2	0,0016	0,0017	-0,0001	-
3	0,0023	0,0020	0,0003	+
4	0,0045	0,0023	0,0022	+
5	0,0057	0,0029	0,0028	+
6	0,006	0,0051	0,0009	+
7	0,0063	0,0049	0,0014	+
8	0,0065	0,0051	0,0014	+
9	0,0067	0,0073	-0,0006	-
10	0,0068	0,0076	-0,0008	-
11	0,0068	0,0094	-0,0026	-
12	0,0069	0,0034	0,0035	+
13	0,0069	0,0045	0,0024	+
14	0,0069	0,0057	0,0012	+
15	0,0056	0,0028	0,0028	+
16	0,0051	0,0026	0,0025	+
17	0,0044	0,0026	0,0018	+
18	0,0037	0,0026	0,0011	+
19	0,0023	0,0026	-0,0003	-
20	0,0017	0,0027	-0,0010	-
21	0,0016	0,0027	-0,0011	-
22	0,0016	0,0044	-0,0028	-
23	0,0016	0,0030	-0,0014	-
24	0,0017	0,0045	-0,0028	-
25	0,0018	0,0029	-0,0011	-
26	0,0021	0,0029	-0,0008	-
27	0,0029	0,0043	-0,0014	-
28	0,004	0,0028	0,0012	+
29	0,0048	0,0042	0,0006	+
30	0,0054	0,0033	0,0021	+
31	0,0068	0,0044	0,0024	+
32	0,0073	0,0036	0,0037	+
33	0,0082	0,0061	0,0021	+
34	0,0099	0,0074	0,0025	+
35	0,0132	0,0101	0,0031	+
36	0,0192	0,0253	-0,0061	-
37	0,0301	0,0462	-0,0161	-
38	0,0493	0,0625	-0,0132	-
39	0,0828	0,0412	0,0416	+
40	0,1403	0,0811	0,0592	+
41	0,2379	0,2143	0,0236	+
42	0,4012	0,4000	0,0012	+

$I_0 = \min(I^+, I^-) = \min(25, 17) = 17$; $I_0 = 17 > 14 = I_a$; $I_0 \notin R_\alpha = (-\infty, 14)$

Tab. 2. Weryfikacja hipotezy o rozkładzie teoretycznym funkcji intensywności awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach wewnątrzowych z wykorzystaniem testu znaków dla $\alpha = 0,05$

zostały w **tabeli 1.** oraz zaprezentowane graficznie na **rysunkach 1–4.**

W przypadku transformatorów eksploatowanych we wewnątrzowych stacjach elektroener-

getycznych, empiryczna intensywność awarii (**rys. 1.**) odbiega w sposób zdecydowany od typowego przebiegu tej funkcji podawanego w literaturze dla obiektów technicznych, przed-

stawionego na **rysunku 5.** [2, 9, 10]. Nietypowy jest wzrost intensywności między 10. a 15. rokiem eksploatacji, następnie intensywność awarii zmniejsza się, aby po 30. roku jej wartość ponownie gwałtownie wzrosła. Analiza przeprowadzona przez autora pozwoliła na ustalenie, iż wzmożoną awaryjność około 10 roku wykazują głównie starego typu transformatory z uzwojeniami aluminiowymi. Potwierdzają to także autorzy innych publikacji, np. [11].

Na podstawie danych empirycznych, w oparciu o metodę dynamicznej próby losowej [4, 9, 10], podjęta została próba realizacji modeli teoretycznych funkcji intensywności awarii, funkcji niezawodności oraz funkcji trwałości transformatorów. Na podstawie szczegółowej analizy otrzymanych wyników przyjęto, iż funkcja intensywności awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach wewnątrzowych jest superpozycją trzech rozkładów intensywności $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$, $\lambda_3(t)$ o postaci:

$$\lambda(t) = k_1 \cdot \lambda_1(t) + k_2 \cdot \lambda_2(t) + k_3 \cdot \lambda_3(t) \quad (22)$$

gdzie:

k_1 , k_2 , k_3 – udziały awarii w poszczególnych latach eksploatacji, wyrażone zależnościami:

$$k_1 = \frac{I_1}{I} \quad k_2 = \frac{I_2}{I} \quad k_3 = \frac{I_3}{I} \quad (23)$$

I_1 – liczba awarii transformatorów, które wystąpiły do 20. roku eksploatacji;

I_2 – liczba awarii transformatorów, które wystąpiły między 21. a 30. rokiem eksploatacji;

I_3 – liczba awarii transformatorów, które wystąpiły od 31. roku eksploatacji;

I – liczba wszystkich awarii.

Jako rozkłady intensywności awarii przyjęto: dla frakcji pierwszej $\lambda_1(t)$ – rozkład logarytmiczno-normalny, dla frakcji drugiej $\lambda_2(t)$ – rozkład wykładniczy, dla frakcji trzeciej $\lambda_3(t)$ – rozkład Weibulla. Funkcje intensywności awarii dla powyższych rozkładów wyrażają się zależnościami [4, 8, 10, 12]:

$$\lambda_1(t) = \frac{\log e}{t \cdot \sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - m)^2}{2 \sigma^2}}}{0,5 - \Phi\left(\frac{\log t - m}{\sigma}\right)} \quad (24)$$

$$\lambda_2(t) = \lambda_w = \text{const.} \quad (25)$$

$$\lambda_3(t) = \frac{v}{b} \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{v-1} \quad (26)$$

gdzie:

σ – odchylenie standardowe zmiennej losowej $\log t$;

m – wartość oczekiwana zmiennej losowej $\log t$;

λ_w – stała wartość intensywności awarii;

v – parametr kształtu rozkładu Weibulla;

b – parametr skali rozkładu Weibulla;

Φ – całka Laplace'a.

Na podstawie analizy empirycznej funkcji $\lambda(t)$ wyznaczone zostały następujące wartości liczności poszczególnych frakcji transformatorów pracujących w stacjach wewnątrzowych: $I_1 = 63$, $I_2 = 13$, $I_3 = 23$, $I = 99$ oraz udziały awarii w poszczególnych frakcjach $k_1 = 0,64$, $k_2 = 0,13$, $k_3 = 0,23$.

Wyznaczone z wykorzystaniem pakietów Statistica, Mathematica oraz Excela wartości parametrów rozkładów (24), (25) oraz (26) wynoszą: $m = 2,5739$, $\sigma = 0,4210$, $\lambda_w = 0,056$, $v = 12,26$ oraz $b = 38,12$.

Po podstawieniu wyznaczonych wartości do zależności (22) teoretyczna funkcja intensywności awarii transformatorów eksploatowanych w stacjach wewnątrzowych przyjmuje postać:

$$\lambda(t) = \frac{0,2634}{t} \cdot \frac{e^{-\frac{(\log t - 2,5739)^2}{0,3545}}}{0,5 - \Phi(2,3753 \cdot \log t - 6,1138)} + + 1,16 \cdot 10^{-19} \cdot t^{11,26} + 0,0073 \quad (27)$$

Teoretyczna funkcja intensywności awarii transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach wewnątrzowych została przedstawiona na **rysunku 6.**

Weryfikacja hipotezy o rozkładzie została przeprowadzona za pomocą testu znaków (**tab. 2.**). Na podstawie przeprowadzonych obliczeń, dla poziomu istotności $\alpha = 0,05$, nie ma podstaw do odrzucenia hipotezy, iż funkcja intensywności awarii transformatorów jest superpozycją trzech rozkładów, wyrażoną zależnością (27).

Wykorzystując zależności między funkcjami $R(t)$, $F(t)$ i $\lambda(t)$ funkcję niezawodności transformatorów SN/nn eksploatowanych wewnątrzowo można zapisać w postaci:

$$R(t) = 0,32 - 0,64 \cdot \Phi(2,3753 \cdot \log t - 6,1138) + + 0,13 \cdot e^{-0,056t} + 0,23 \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,12}\right)^{12,26}} \quad (28)$$

natomiast funkcję zawodności:

$$F(t) = 0,68 - 0,64 \cdot \Phi(2,3753 \cdot \log t - 6,1138) - - 0,13 \cdot e^{-0,056t} - 0,23 \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,12}\right)^{12,26}} \quad (29)$$

Funkcje $R(t)$ oraz $F(t)$ dla transformatorów SN/nn eksploatowanych wewnątrzowo przedstawia **rysunek 7.**

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa czasu poprawnej pracy tych transformatorów, przyjmuje postać:

$$f(t) = \frac{0,2634}{t} \cdot e^{-\frac{(\log t - 2,5739)^2}{0,3545}} + + 0,0073 \cdot e^{-0,056t} + 1,16 \cdot 10^{-19} \cdot t^{11,26} \cdot e^{-\left(\frac{t}{38,12}\right)^{12,26}} \quad (30)$$

Na podstawie zależności (5) wyznaczona została wartość oczekiwana czasu poprawnej pracy transformatorów SN/nn eksploatowanych w stacjach wewnątrzowych. Wartość ta wynosi 21,38 lat.



literatura
do artykułu na

elektro.info.pl



SPRAWDŹ NASZĄ OFERTĘ SZKOLENIOWĄ I WYBIERZ TEMAT DLA SIEBIE

Dostępne szkolenia:

1. Metodyka konstruowania przeciwpożarowego wyłącznika prądu
2. Kompensacja mocy biernej. Podstawy teoretyczne i zastosowania praktyczne
3. Ochrona odgromowa i przepięciowa obiektów budowlanych
4. Ewakuacja ludzi z płonącego budynku i jej wspomaganie. Oświetlenie awaryjne i ewakuacyjne
5. Zasilanie budynków w energię elektryczną w warunkach normalnych a zasilanie w czasie pożaru
6. Obliczanie zwarć symetrycznych oraz metodyka doboru aparatów, przewodów i urządzeń elektrycznych do spodziewanych warunków zwarciowych w instalacjach elektrycznych nn
7. Podstawy projektowania przydomowych systemów fotowoltaicznych
8. Dobór przewodów i kabli elektrycznych oraz ich zabezpieczeń

Znajdź swoje szkolenie na:

KURSY.ELEKTRO.INFO.PL

Podstawowe wymagania dla rozdzielnic nn oraz dobór aparatury modułowej

Rozdzielnica elektryczna to zespół zgrupowanych urządzeń elektroenergetycznych wraz z szynami zbiorczymi, połączeniami elektrycznymi, elementami izolacyjnymi i osłonami. Służy ona do rozdziału energii elektrycznej i łączenia oraz zabezpieczania linii lub obwodów. W zależności od ich przeznaczenia, parametrów znamionowych oraz właściwości technicznych wynikających z budowy, rozdzielnice są urządzeniami bardzo zróżnicowanymi.

I Rodzaje rozdzielnic nn

Ze względu na miejsce zainstalowania rozdzielnic nn dzielimy na wewnętrzne i napowietrzne. W zależności od przeznaczenia i zastosowania można wyróżnić między innymi rozdzielnice: energetyczno-dystrybucyjne, przemysłowe, słupowe, budowlane i mieszkaniowe [1, 2].

Rozdzielnice budowlane służą do bezpośredniego lub pośredniego zasilania urządzeń, narzędzi i oświetlenia placu budowy oraz do kontrolnego pomiaru energii elektrycznej. Jest to najczęściej ruchoma (przesuwana) rozdzielnica tablicowa umieszczona w metalowej szafie lub w obudowie termoutwardzalnej z tworzywa sztucznego. Rozdzielnice tego typu wykonywane są zazwyczaj w dowolnym wyposażeniu i gabarytach, w zależności od oczekiwań zamawiającego. W konstrukcjach rozdzielnic tablicowych w celu zwiększenia bezpieczeństwa przeciwporażeniowego i niezawodności stosuje się obudowy rozdzielnic z materiału nieprzewodzącego, systemy osłon zacisków oraz zastępuje się bezpieczniki topikowe wyłącznikami nadmiaroprądowymi. Rozdzielnice mogą mieć wysoki poziom ochrony IP obudowy (nawet IP65), uzyskany przez zastosowanie specjalnych uszczelnień obudów i maskownic, tj. osłon izolacyjnych zacisków aparatów elektrycznych. Zwiększa się przez to bezpieczeństwo przeciwporażeniowe [3].

Rozdzielnice wewnętrzne stosowane w obiektach przemysłowych to główne szafy rozdziału energii na poszczególne obwody. Rozdzielnice te wyposażane są w aparaturę zabezpieczającą. Mogą być wykonane w wersji przysięennej lub wolnostojącej. Z możliwością wykonania konkretnego wy-

miaru obudowy, dostosowanej do pomieszczenia, w którym będzie znajdować się rozdzielnica. Obudowy przeznaczone dla tych szaf wykonywane są najczęściej z blachy stalowej lub aluminiowej na cokole. Rozdzielnice przemysłowe wykonane w postaci szaf projektuje się na prądy obciążenia od kilkuset do kilku tysięcy amperów. W rozdzielnicach tych aparatura elektryczna montowana jest w pojedynczej szafie lub zestawach szaf, ustawionych obok siebie i połączonych wspólnym torem szynowym [3].

Pod względem rozwiązań konstrukcji zewnętrznych wyróżnia się rozdzielnice otwarte, częściowo osłonięte oraz osłonięte. Natomiast ze względu na sposób zainstalowania rozdzielnic można podzielić na naściennne, przysięenne i wolno stojące. Rozdzielnice mogą być wykonane jako stacjonarne i przenośne. W zależności od sposobu wykonania części wsporczych i mocujących oraz osłon części będących pod napięciem rozdzielnice niskiego napięcia dzieli się na tablicowe, skrzynkowe, szafowe stosowane w budynkach mieszkalnych wielokondygnacyjnych i pulpity sterownicze [1, 2]. Ze względu na funkcję, jaką rozdzielnice spełniają w sieci rozdzielczej, można wyróżnić rozdzielnice: główne, oddziałowe (stosowane w budownictwie przemysłowym), piętrowe, mieszkaniowe oraz specjalizowane stosowane do zasilania: komputerów, oświetlenia, zasilaczy UPS itp.

I Aparatura modułowa

Przy konfiguracji rozdzielnic nn ze względu na wytrzymałość zwarciową należy porównywać znamionowe parametry zwarciowe aparatury z prądami zwarciowymi sieci zasilającej. Rozdzielnice nn muszą być dostosowane do warunków zwarciowych, jakie mogą wystąpić. Szyny główne powinny wytrzymywać obciążenia termiczne i dynamiczne wywołane przez prądy zwarciowe. Mogą być one ograniczane w czasie poprzez wyłącznik po stronie zasilania. Właściwy dobór wypo-



Fot. 1. Skutki pożaru złącza kablowego i rozdzielnic pomiarowo-dystrybucyjnych fot. K. Kuczyński

sażenia rozdzielnic, parametrów znamionowych aparatów, przekrojów szyn, kabli oraz przewodów zapewnia prawidłową pracę rozdzielnic w warunkach normalnych, natomiast w warunkach wystąpienia określonych zakłóceń pozwala minimalizować ich skutki [1, 4]. W celu prawidłowego doboru urządzeń, szyn zasilających oraz kabli i przewodów należy określić wartości prądów roboczych oraz zwarciowych, w miejscu sieci lub instalacji, w której ma być zainstalowana rozdzielnica. Przy szacowaniu prądów znamionowych należy uwzględnić spodziewane prądy robocze. Dobór parametrów znamionowych wyłącznika mocy, który ma być zainstalowany w rozdzielnicy, powinien być poprzedzony obliczeniami wartości tych parametrów dla danej instalacji, w której ma zostać zainstalowana rozdzielnica [1, 4].

W rozdzielnicach nn wyłączniki różnicowoprądowe mogą być stosowane w ochronie przeciwporażeniowej przy uszkodzeniu, w ochronie przeciwporażeniowej uzupełniającej ochronę podstawową i w ochronie przeciwpożarowej. Dobór wartości znamionowego prądu różnicowego wyłącznika różnicowoprądowego wymaga uwzględnienia

spodziewanych wartości prądów upływowych w obwodach chronionych przez wyłącznik oraz funkcje ochronne, jakie ma spełniać [5]. Z uwagi na prądy upływowe urządzeń i przewodów istotny jest podział instalacji na wydzielone układy lub grupy odbiorników, tak ażeby ograniczyć możliwość zbędnych wyłączeń.

Ze względu na wartość znamionowego prądu różnicowego wyłączniki mogą spełniać następujące funkcje ochronne [5]:

- ochrona przed porażeniem elektrycznym przy uszkodzeniu – $I_{\Delta n} \leq 3 \text{ A}$ (nie ogranicza się prądu znamionowego $I_{\Delta n}$ z wyjątkiem specjalnych instalacji lub lokalizacji określonych w arkuszach 700 normy PN-HD 60364),
- ochrona uzupełniająca ochronę podstawową i/lub ochronę przy uszkodzeniu – $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$;
- ochrona instalacji przed pożarami spowodowanymi prądami doziemnymi – $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$.

Dodatkowo w każdej rozdzielnicy obiektu budowlanego należy uwzględnić elementy wielostopniowego systemu ograniczania przepięć w instalacji elektrycznej [5]:

- schemat rozmieszczenia w instalacji elektrycznej w obiekcie budowlanym wielostopniowego systemu do ograniczania przepięć (SPD różnych typów), w zależności od przyjętych kategorii instalacji i stref zagrożenia piorunowego;
- wartości szczytowe prądów udarowych poszczególnych SPD uzależnione są od przyjętego poziomu ochrony urządzenia piorunochronnego obiektu;
- liczbę urządzeń SPD i sposób ich połączeń należy dostosować do układu sieci oraz wymaganej kategorii przepięciowej;
- rozmieszczenie poszczególnych układów SPD powinno zapewnić ograniczenie przepięć do poziomów poniżej wytrzymałości udarowej przyłączy zasilania instalacji elektrycznej obiektu;
- wytrzymałość zwarciową poszczególnych SPD należy dostosować do spodziewanej wartości prądu zwarcia, jaki może wystąpić w miejscu zainstalowania danego SPD;
- koordynację rozkładu energii na poszczególne SPD różnych typów; instalacji i stref zagrożenia piorunowego;
- zachowanie najmniejszych dopuszczalnych odległości pomiędzy zastosowanymi w instalacji elektrycznej obiektu budowlanego układami SPD różnych typów.

I Normalizacja

Norma PN-EN 61439-1 definiuje rozdzielnice/sterownice niskonapięciowe jako zestawy rozdzielnic zbudowane z jednego lub większej liczby łączników niskonapięciowych, wraz ze współpracującym wyposażeniem sterowniczym, pomiarowym, sygnalizującym i zabezpieczającym. Uwzględnia również wszystkie wewnętrzne połączenia elektryczne i mechaniczne oraz części konstrukcyjne. W porównaniu z poprzednią serią norm PN-EN 60439, nowa norma podnosi wymagania konstrukcyjne, reguluje sposób wykonania i jasno określa kwestie dotyczące użytkowników mających dostęp do rozdzielnic [3].

Norma PN-EN 61439 podzielona została w sposób przyjazny dla użytkownika, a jej wymogi praktycznie wyjaśnione poprzez podanie odpowiednich wskazówek i zaleceń. Norma podstawowa to PN-EN 61439-1:2011 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 1: Postanowienia ogólne zastąpiona obecnie normą PN-EN IEC 61439-1:2021-10E*. W normie tej podano ogólne definicje i określono warunki eksploatacji, wymagania dotyczące konstrukcji, cechy techniczne oraz wymagania dotyczące weryfikacji w odniesieniu do rozdzielnic i sterownic niskiego napięcia [3]. Natomiast konkretne rozwiązania produktowe znajdują się w normach:

- PN-EN 61439-2:2011 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 2: Rozdzielnice i sterownice do rozdziału energii elektrycznej – zastąpiona przez PN-EN IEC 61439-2:2021-10E*,



**elektro
info**

**Profesjonalne szkolenia
dla elektryków
online!**

„Podstawy projektowania
przydomowych systemów
fotowoltaicznych”

**Dostępne od ręki
o każdej porze i bez względu
na to, gdzie jesteś!**

www.kursy.elektro.info.pl

Kod IK	Energia udaru, w [J]
01	0,15
02	0,2
03	0,35
04	0,5
05	0,7
06	1
07	2
08	5
09	10
10	20

Tab. 1. Ochrona przed uderzeniami mechanicznymi zgodnie z PN-EN 50102:2001

- » PN-EN 61439-3:2012 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 3: Rozdzielnice tablicowe przeznaczone do obsługi przez osoby postronne (DBO)*,
- » PN-EN 61439-4:2013-06 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 4: Wymagania dotyczące zestawów przeznaczonych do instalowania na placu budowy (ACS)*,
- » PN-EN 61439-5:2015-02 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 5: Zestawy do dystrybucji mocy w sieciach publicznych*,
- » PN-EN 61439-6:2013-03 P *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe. Część 6: Systemy przewodów szynowych*.

I Kod IP obudowy

Obudowa urządzenia elektrycznego chroni obsługę przed dotknięciem zarówno części będących pod napięciem, jak i części ruchomych znajdujących się we wnętrzu maszyny lub urządzenia. Chroni również urządzenie przed przedostaniem się do jego wnętrza ciał obcych i wody. Zgodnie z normą PN-EN 60529:2003P *Stopnie ochrony zapewniającej*

przez obudowy (Kod IP) oraz PN-EN 60034-5:2004/A1:2009P zastąpiona przez PN-EN IEC 60034-5:2021-01E *Maszyny elektryczne wirujące. Część 5: Stopnie ochrony zapewniane przez rozwiązania konstrukcyjne maszyn elektrycznych wirujących (kod IP)*. Klasyfikacja rozróżnia stopnie ochrony obudowy od w zakresie przedostawania się ciał stałych (0÷6) oraz wody (0÷8). Pełne oznaczenie składa się z symbolu IP oraz dwóch cyfr, gdzie pierwsza oznacza stopień ochrony od przedostawania się ciał stałych a druga wody. Pełne oznaczenie będzie stanowiło kombinację dwóch cyfr w zakresie IP00÷IP68.

I Inne stopnie ochrony i klasy

Poszczególne rozwiązania rozdzielnic różnią się pomiędzy sobą parametrami technicznymi, szczegółami konstrukcyjnymi oraz zastosowanymi w nich rodzajami i typami aparatów. Dodatkowo obudowy umieszczane w pobliżu ciągów komunikacyjnych powinny mieć odpowiednią odporność przed uderzeniami lub działaniem wandalii. Norma PN-EN 50102:2001 określa stopnie ochrony przed zewnętrznymi uderzeniami mechanicznymi dla obudów urządzeń elektrycznych (**tab. 1.**).

W pomieszczeniach znacznie zagrożonych udarem, który może uszkodzić aparaty, takich jak korytarze, producenci zalecają zastosowanie rozdzielnic oznaczonych kodem IK08. Natomiast w miejscach gdzie jest bardzo duże ryzyko uszkodzenia rozdzielnic, czego przykładem mogą być zakłady przemysłowe, zaleca się stosowanie rozdzielnic oznaczonych kodem IK10.

Należy także podkreślić, że wybór środka ochrony przeciwporażeniowej dla urządzeń niskonapięciowych może zależeć od cech konstrukcyjnych urządzenia elektrycznego. Cechy te określa się jako klasy ochronności urządzeń elektrycznych. Klasy

ochronności podaje się dla urządzeń elektrycznych i elektronicznych prądu przemiennego o napięciu międzyprzewodowym nieprzekraczającym 440 V i napięciu między fazą a ziemią nie wyższym niż 250 V. Oznaczenie klasą ochronności wskazuje, że zastosowany środek ochrony zapewni wymaganą ochronę przeciwporażeniową. Urządzenia elektryczne, ze względu na zastosowany środek ochrony przeciwporażeniowej, dzieli się na cztery klasy ochronności [4]: 0, I, II i III, których opis znajduje się w **tabeli 2.**

I Podsumowanie

W rozdzielnicach o prądach znamionowych powyżej kilkuset amperów projektanci coraz częściej nie tylko dobierają przekroje szyn i połączeń do płynących prądów, ale również zwracają uwagę na maksymalne zmniejszenie rezystancji zestykowych przez przewymiarowanie przekrojów i dobór aparatów dostosowanych do łączenia większych prądów. Rezystancja zestykowa nie ma stałej wartości w czasie ze względu na utlenianie się powierzchni styków, a przyrost jej jest tym większy im wyższa jest temperatura pracy zestyków. Wraz ze wzrostem temperatury zestyku i grubości warstwy nalotowej wzrasta natężenie pola elektrycznego co prowadzi do jej przebicia. Przy dostatecznie dużej grubości warstwy nalotowej przebicie może nie nastąpić i temperatura zestyku może wzrosnąć i przekroczyć dopuszczalne granice powodując upalenie się połączenia. Przykład skutków pożaru złącza kablowego i rozdzielnic pomiarowo-dystrybucyjnych przedstawia **fotografia 1.**



literatura do artykułu na
elektro.info.pl

Klasa ochronności	Cechy charakterystyczne	Wymagania szczegółowe ochrony przeciwporażeniowej	Zastosowanie	Symbol graficzny
0	Izolacja podstawowa, brak zacisku ochronnego	Środowisko bez uziemionych mas, zastosowanie izolowania stanowiska, zasilanie przez transformator separacyjny tylko jednego urządzenia	Urządzenia elektryczne w metalowej obudowie bez zacisku ochronnego	—
I	Izolacja podstawowa, zacisk ochronny	Przłączenie części przewodzących dostępnych do przewodu ochronnego, zapewniające: samoczynne wyłączenie zasilania, obniżenie napięcia dotykowego do napięcia bezpiecznego. W niekorzystnych warunkach środowiskowych zastosowanie: ochronnych połączeń wyrównawczych dodatkowych lub ochrony uzupełniającej (wyłącznik różnicowoprądowy o $I_{\Delta n} \leq 30$ mA	Urządzenia elektryczne w metalowej obudowie wyposażone w zacisk ochronny	
II	Izolacja podstawowa lub izolacja wzmocniona, brak zacisku ochronnego	Stosowanie we wszystkich warunkach o ile szczegółowe postanowienia dotyczące określonych miejsc i pomieszczeń nie stanowią inaczej	Oznakowane symbolem klasy II urządzenia, elektronarzędzia, sprzęt gospodarstwa domowego	
III	Bardzo niskie napięcie znamionowe, zasilanie z obwodu SELV lub PELV, brak zacisku ochronnego (może być w PELV)	Stosowanie we wszystkich warunkach	Urządzenia elektryczne zasilane bardzo niskim napięciem z obwodów SELV lub PELV	

Tab. 2. Klasy ochronności urządzeń elektrycznych [4]



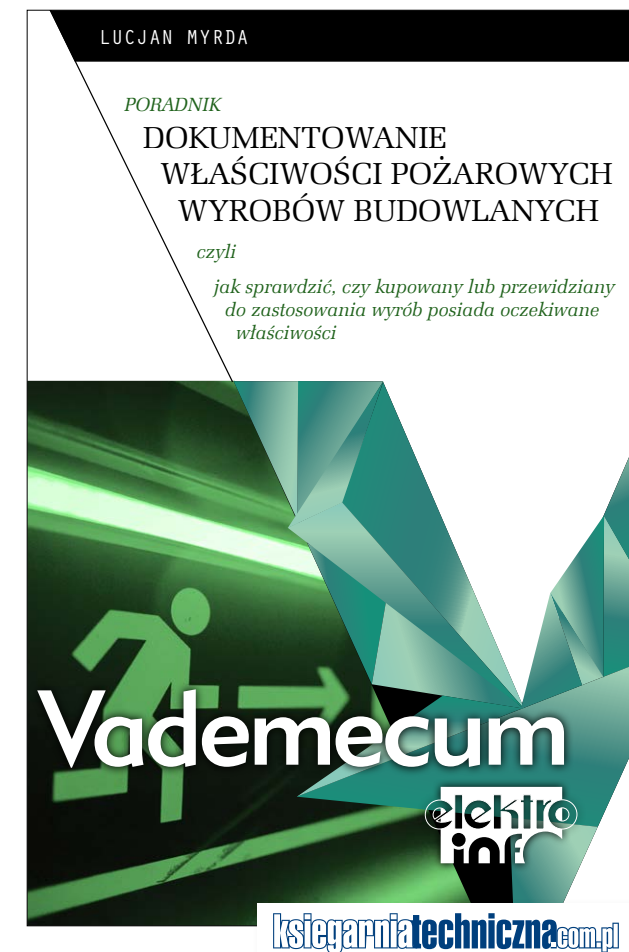
Lucjan Myrda

DOKUMENTOWANIE WŁAŚCIWOŚCI POŻAROWYCH WYROBÓW BUDOWLANYCH

Czyli jak sprawdzić, czy kupowany lub przewidziany do zastosowania wyrób posiada oczekiwane właściwości

W połowie września, podczas targów ENERGETAB 2022, swoją premierę będzie miała nowość wydana przez redakcję „elektro.info” w ramach serii wydawniczej „Vademecum elektro.info”, autorstwa st. bryg. w st. spocz. mgr. inż. Lucjana Myrdy pt. „Dokumentowanie właściwości pożarowych wyrobów budowlanych”. Prezentowana publikacja stanowi bardzo przydatny materiał w codziennej pracy wszystkich uczestników procesu budowlanego: projektantów, architektów, inspektorów nadzoru inwestorskiego, osób nadzorujących procesy budowlane, kierowników budów i robót, wykonawców robót budowlanych, służb inwestorskich, organów rozstrzygających spory i inspektorów nadzoru budowlanego. Mogą z niej korzystać również funkcjonariusze pionu kontrolno-rozpoznawczego Państwowej Straży Pożarnej, rzeczoznawcy do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych i rzeczoznawcy budowlani oraz inne osoby zajmujące się na co dzień sprawami ochrony przeciwpożarowej budynków i budowli, a także przedstawiciele firm działających w tej dziedzinie. W książce przedstawiono szczegółowe wyjaśnienia oraz porady praktyczne, jak szybko ocenić wyroby budowlane pod względem ich rzeczywistych właściwości. Książka składa się z siedmiu części tematycznych, oznaczonych literami alfabetu od A do G, w których autor wyjaśnia poszczególne zagadnienia. W pierwszej części zostały zdefiniowane podstawowe określenia stosowane w ocenie zgodności oraz przybliżona metodyka sprawdzania właściwości pożarowych materiałów budowlanych. W drugiej części opisano wymagania, jakie musi spełnić wyrób budowlany dopuszczany do obrotu w systemie europejskim, gdzie podlega znakowaniu znakiem **CE**. Jest on stosowany tylko wtedy, gdy wyrób budowlany objęty jest nor-

mą zharmonizowaną z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011, powszechnie zwanym CPR, lub jest zgodny z wydaną dla niego Europejską Oceną Techniczną (EOT). W trzeciej części autor opisał zasady dokumentowania wyrobów budowlanych dopuszczanych w trybie krajowego systemu oceny zgodności. Może on być stosowany wyłącznie wtedy, gdy wyrób budowlany nie jest objęty normą zharmonizowaną (hEN) z rozporządzeniem CPR lub dla którego nie została wydana Europejska Ocena Techniczna (EOT) i jest znakowany krajowym znakiem **W**. W dalszych częściach prezentowanej publikacji czytelnik znajdzie wyjaśnienie zasad dokumentowania właściwości wyrobów służących zapewnieniu bezpieczeństwa publicznego lub ochronie zdrowia i życia oraz mienia, które zgodnie z art. 7 pkt 1 Ustawy o ochronie przeciwpożarowej, służą zapewnieniu bezpieczeństwa publicznego lub ochronie zdrowia i życia oraz mienia, mogą zostać wprowadzone do użytkowania i być stosowane wyłącznie po uprzednim uzyskaniu Świadectwa Dopuszczenia do Użytkowania, wydanego przez CNBOP-PIB w Józefowie k. Otwocka. W dalszej części opisano klasy palności materiałów budowlanych, z uwzględnieniem klasy reakcji na ogień kabli i przewo-



dów elektrycznych oraz telekomunikacyjnych, które bardzo często są błędnie interpretowane. Bardzo cennym elementem prezentowanej książki są zasady weryfikacji właściwości pożarowych przez nabywcę na etapie ich zakupu. Na końcu książki zostały zamieszczone aktualne przepisy oraz wzory Deklaracji Stałości Właściwości Użytkowych wyrobów dopuszczanych na podstawie Europejskiej oraz Krajowej Oceny Technicznej.

Tekst mgr inż. Julian Wiatr

ZAMÓWIENIA

✉ eib@ksiegarniatechniczna.com.pl
www.ksiegarniatechniczna.com.pl

☎ tel. 22 512 60 60, -61, -62, -68
faks 22 468 84 76



Elektrobud P.S.A.

67-400 Wschowa, ul. Nowopolna 10
tel. 65 547 66 00, faks 65 547 66 09
wschowa@elektrobud.pl
www.elektrobud.pl

**Elektrometal Energetyka SA**

02-830 Warszawa, ul. Mazura 18A
tel. 22 350 75 50, faks 22 350 75 51
eaz@elektrometal-energetyka.pl
www.elektrometal-energetyka.pl

**IMEFY GROUP**

53-332 Wrocław
MidPoint 71, ul. Powstańców Śląskich 9
tel. +48 746 64 05 52
transformatory@imefy.com
www.imefy.com.pl

**Producent Rozdzielnic Elektrycznych Edward Biel**

Piekary 363
32-060 Liszki k. Krakowa
tel./faks 12 429 73 43
biuro@prebiel.pl
www.prebiel.pl

**Redakcja elektro.info**

04-112 Warszawa, ul. Karczewska 18
tel. 22 810 65 61, faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl

