

**INSTRUKCJE  
WYTYCZNE  
PORADNIKI**

Radosław Lenartowicz

**Badania odbiorcze i eksploatacyjne  
urządzeń i instalacji elektrycznych  
do 1 kV w budynkach**

**Poradnik**

Acceptance and operating research rules  
for electric installations up to 1 kV in buildings

Guidance



**Instytut Techniki Budowlanej**

Warszawa 2013

## **KOMITET REDAKCYJNY SERII**

Redaktor naczelny  
Zastępca redaktora naczelnego  
Sekretarz  
Członkowie

prof. dr hab. inż. LEONARD RUNKIEWICZ  
dr inż. JADWIGA FANGRAT  
mgr DANUTA SZCZEPAŃSKA  
dr inż. BARBARA FRANCKE  
mgr inż. ZBIGNIEW GAŁKOWSKI  
dr inż. TADEUSZ JAROSZ  
mgr inż. MAREK KAPROŃ  
mgr inż. JAN SIECZKOWSKI

### Recenzenci:

mgr inż. ROMAN DOMAŃSKI, SONEL S.A.  
mgr inż. ANTONI LISOWSKI, Stowarzyszenie Elektryków Polskich – Warszawa

Opracowanie redakcyjne  
dr MICHAŁ GAJOWNIK

Skład  
SŁAWOMIR KOZIARSKI

Projekt okładki  
EWA KOSSAKOWSKA

Publikacja z serii „Instrukcje, Wytyczne, Poradniki” 486/2013

© Copyright by Instytut Techniki Budowlanej  
Warszawa 2013

ISBN 978-83-249-6706-3  
ISBN 978-83-249-6781-0 (PDF)

 Instytut Techniki Budowlanej®

Dział Upowszechniania Wiedzy  
02-656 Warszawa, ul. Ksawerów 21, tel.: 22 843 35 19  
[www.itb.pl](http://www.itb.pl) Sklep internetowy [klient.itb.pl](http:// klient.itb.pl)

## Spis treści

<i>Streszczenie</i> .....	5
<i>Summary</i> .....	5
1. Wstęp .....	7
2. Wymagania ogólne .....	8
2.1. Informacje podstawowe .....	8
2.2. Dobór przyrządów do badań .....	9
2.3. Kategorie pomiarowe .....	11
2.4. Uwarunkowania (układy sieci) .....	12
2.5. Wymagania techniczne .....	15
2.6. Zasady wykonywania pomiarów .....	15
3. Wymagania formalne .....	16
3.1. Wymagania stawiane elektrycznym przyrządom pomiarowym .....	16
3.2. Aparatura pomiarowa .....	19
3.3. Zalecane terminy kontroli przyrządów pomiarowych .....	20
3.4. Okresowe sprawdzenia przyrządów pomiarowych (wzorcowanie) .....	22
3.5. Odpowiedzialność za użytkowanie przyrządów pomiarowych .....	22
3.6. Odpowiedzialność za nieprzestrzeganie ustawy Prawo o miarach .....	22
3.7. Wymagania dla osób wykonujących pomiary .....	23
4. Badania urządzeń i instalacji elektrycznych .....	24
4.1. Badania odbiorcze .....	24
4.2. Oględziny instalacji elektrycznych .....	25
4.3. Zakres pomiarów i prób instalacji elektrycznych .....	28
4.4. Protokół z badań odbiorczych urządzeń i instalacji elektrycznych .....	29
4.5. Badania odbiorcze instalacji piorunochronnych w budynku .....	34
4.6. Badania odbiorcze urządzeń zasilających w energię elektryczną budynek lub obiekt budowlany .....	38
4.7. Procedura pomiarów odbiorczych .....	46
4.8. Badania eksploatacyjne okresowe instalacji i urządzeń elektrycznych .....	52
4.9. Procedura pomiarów eksploatacyjnych .....	59
5. Opis stosowanych metod pomiarowych .....	60
5.1. Pomiary ciągłości przewodów ochronnych (w tym głównych i dodatkowych połączeń wyrównawczych) .....	60
5.2. Pomiar rezystancji izolacji urządzeń i instalacji elektrycznych .....	66
5.3. Pomiar rezystancji / impedancji izolacji ścian i podłóg w pomieszczeniach budynków .....	74
5.4. Pomiar impedancji pętli zwarciowej w układzie sieci TN .....	81

5.5. Pomiar impedancji pętli zwarciowej w układzie sieci TT .....	93
5.6. Metoda badania samoczynnego wyłączania zasilania przy pojedynczym zwarciu z ziemią w układzie IT .....	97
5.7. Pomiar rezystancji uziemienia .....	98
5.8. Pomiar prądu zadziałania urządzeń różnicowoprądowych .....	106
5.9. Pomiar napięć dotyku i napięć rażenia .....	115
5.10. Pomiar wytrzymałości elektrycznej izolacji .....	120
5.11. Pomiary oświetlenia .....	124
5.12. Pomiary termowizyjne urządzeń i instalacji elektrycznych .....	133
5.13. Dodatkowe pomiary elektryczne .....	144
6. Odbiór urządzeń i instalacji elektrycznych w budynkach .....	149
6.1. Warunki odbioru robót budowlanych niezbędnych do wykonania instalacji elektrycznych w budynku .....	149
6.2. Warunki odbioru wykonanych instalacji elektrycznych .....	149
7. Bibliografia .....	156
8. Załączniki .....	161
Załącznik 1. Zbiórca protokół sprawdzenia instalacji elektrycznych .....	161
Załącznik 2. Oględziny instalacji elektrycznych .....	162
Załącznik 3. Zakres oględzin instalacji elektrycznych .....	164
Załącznik 4. Odczytywanie charakterystyk czasowo-prądowych bezpieczników .....	171
Załącznik 5. Charakterystyki czasowo-prądowe wyłączników nadprądowych .....	173
Załącznik 6. Charakterystyki działania wyłączników różnicowoprądowych .....	178
Załącznik 7. Zalecane zakresy i okresy wykonywanych badań eksploatacyjnych instalacji i urządzeń elektrycznych o napięciu znamionowym do 1 kV w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej .....	185
Załącznik 8. Norma wieloarkuszowa PN-EN 61557 .....	195
Załącznik 9. Raport z badania termowizyjnego .....	197

## 1. WSTĘP

Poradnik określa zasady i metody przeprowadzania pomiarów odbiorczych i eksploatacyjnych urządzeń i instalacji elektrycznych w budynkach. Zasady i metody przeprowadzania pomiarów instalacji elektrycznych wynikają z arkusza normy PN-HD 60364-6:2008P Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 6: Sprawdzanie [14]. Przy opracowywaniu wymagań korzystano także z normy PN-E-04700:1998 / /Az1:2000P [18], zawierającej wytyczne przeprowadzania pomontażowych badań odbiorczych oraz z wiedzy technicznej.

Metody i zasady przeprowadzania pomiarów wykonywanych przy badaniach eksploatacyjnych instalacji powinny być prowadzone w podobny sposób, jak przy badaniach odbiorczych. Metody i zasady wykonywania pomiarów opisane w poradniku są zgodne z wymaganiami europejskimi.

Celem poradnika jest:

- ujednoczenie metod pomiarowych,
- zapewnienie powtarzalności wyników,
- wyeliminowanie lub przynajmniej ograniczenie błędów pomiarowych do dopuszczalnego poziomu.

Zakres pracy obejmuje ustalenie metod pomiarów, uwarunkowań, schematów i doboru aparatów do pomiarów:

- ciągłości przewodów ochronnych,
- rezystancji izolacji obwodów instalacji elektrycznych,
- rezystancji ścian i podłóg w pomieszczeniach,
- impedancji pętli zwarciowej w instalacjach elektrycznych dla różnych systemów sieci,
- rezystancji uziemienia ochronnego,
- rezystywności gruntu,
- napięcia dotykowego, czasu zadziałania i prądu wyzwającego urządzeń różnicowoprądowych,
- napięcia dotyku i napięcia rażenia,
- wytrzymałości elektrycznej,
- natężenia oświetlenia,
- termowizyjnych.

Poradnik jest przeznaczony przede wszystkim dla służb wykonujących pomiary odbiorcze i okresowo pomiary eksploatacyjne.

## 2. WYMAGANIA OGÓLNE

### 2.1. Informacje podstawowe

Wykonując pomiary elektryczne, uzyskujemy informacje o stanie technicznym badanych instalacji i urządzeń elektrycznych. Ich dobry stan techniczny jest gwarancją bezawaryjnej i bezpiecznej pracy. Pomiary w okresie eksploatacji służą do oceny aktualnego stanu technicznego instalacji i urządzeń pod względem niezawodności i bezpieczeństwa pracy. Wyniki pomiarów są podstawą decyzji o dalszej eksploatacji lub dokonaniu odpowiednich napraw, wymian czy remontów generalnych.

Pomiary dzielimy na trzy grupy:

I. Pomiary wykonywane na urządzeniach elektrycznych u wytwórcy w celu sprawdzenia, czy oceniane urządzenie jest w pełni sprawne i spełnia wymagania określonych norm lub aprobat technicznych. Karta kontroli technicznej jest podstawą udzielenia gwarancji na dane urządzenie.

II. Pomiary wykonywane na urządzeniach elektrycznych i instalacjach zamontowanych w budynku lub obiekcie przed przekazaniem urządzeń i instalacji do eksploatacji. Są to pomiary odbiorcze. Od tych pomiarów oczekujemy odpowiedzi, czy:

- urządzenia zostały prawidłowo dobrane,
- zamontowano je zgodnie z dokumentacją,
- nie są uszkodzone,
- właściwie wykonano nastawy zabezpieczeń,
- sprawdzona została funkcjonalność działania,
- sygnalizacja działa poprawnie,
- spełniono wszystkie warunki, aby obwody elektryczne w całości spełniały wymagania zawarte w dokumentacji technicznej i mogły być bezpiecznie eksploatowane.

III. Pomiary wykonane w okresie eksploatacji urządzeń i instalacji, mające dać odpowiedź, jaki jest aktualny stan techniczny urządzeń i instalacji pod względem niezawodności i bezpieczeństwa pracy oraz czy nie uległ on pogorszeniu w ostatnim okresie.

Wyniki pomiarów okresowych eksploatacyjnych są podstawą do podjęcia decyzji o dalszej eksploatacji instalacji lub urządzenia, lub dokonania odpowiednich napraw, wymian czy remontów generalnych. Efektem pomiarów powinny być protokoły z wynikami pomiarów.

Przy wykonywaniu pomiarów, a zwłaszcza pomiarów oceniających skuteczność ochrony życia i zdrowia ludzi oraz zwierząt domowych, a także mienia przed zagrożeniami powodowanymi przez urządzenia i instalacje elektryczne, konieczne jest:

- przestrzeganie procedur i warunków wykonywania pomiarów:
  - wykonawcy pomiarów powinni posiadać odpowiednie kwalifikacje potwierdzone uprawnieniami kwalifikacyjnymi E i D do ich wykonywania,
  - powinna być dobrana i zastosowana odpowiednia metoda pomiaru, mierniki i aparaty pomiarowe zapewniające wymaganą dokładność wykonywanych pomiarów,
  - muszą być jednoznacznie ustalone wymagania techniczne stawiane badanym obiektom (urządzeniom) i kryteria oceny wyników badań,
- ocenianie dokładności pomiarów i przeanalizowanie możliwości popełnienia błędów.

Zastosowana metoda wykonania pomiarów powinna być metodą najprostszą, zapewniającą osiągnięcie wymaganej dokładności pomiaru. Wybór metody pomiarów (np. oporności: mostek Thomsona lub mostek Wheatstone'a) wynika z uwarunkowań, znajomości obiektów mierzonych i rozpoznania dokumentacji technicznej obiektu.

## **2.2. Dobór przyrządów do badań**

Do badań używane są przede wszystkim przyrządy cyfrowe, rzadziej analogowe. Przyrządy pomiarowe oraz urządzenia do badań należy dobrać zgodnie z odpowiednimi częściami normy PN-EN 61557 [27], podanymi niżej:

- część 1: Wymagania ogólne; część 2: Rezystancja izolacji,
- część 3: Impedancja pętli zwarcia,
- część 4: Rezystancja przewodów uziemiających i przewodów wyrównawczych,
- część 5: Rezystancja uziemień,
- część 6: Urządzenia różnicowoprądowe (RCD) w sieciach TT, TN i IT,
- część 7: Kolejność faz,
- część 8: Urządzenia do monitorowania stanu izolacji w sieciach IT,
- część 9: Urządzenia do lokalizacji uszkodzenia izolacji w sieciach IT,
- część 10: Wielofunkcyjne urządzenia pomiarowe do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych,
- część 11: Skuteczność monitorów różnicowo-prądowych (RCHs) typu A i B,
- część 12: Urządzenia do pomiarów i monitorowania parametrów sieci (PMD),
- część 13: Przenośne ręczne cęgi prądowe i czujniki do pomiarów upływowych w sieciach elektroenergetycznych.

Ważną sprawą jest uwzględnianie błędów przyrządów pomiarowych podczas odczytów wartości pomierzonych. Dlatego też, po wykonaniu pomiaru, odczytany wynik z przyrządu należy skorygować o błąd pomiarowy miernika i porównać z wartościami dopuszczalnymi dla danego pomiaru. Dopuszczalne wartości błędów pomiarów zawarte w powyższej normie przedstawione są w tablicy 1.

Tablica 1. Dopuszczalne wartości błędów pomiarów wg PN-EN 61557

Mierzona wartość	Dopuszczalny błąd pomiaru
Rezystancja izolacji	30%
Impedancja pętli zwarcia	30%
Rezystancja przewodów uziemiających i wyrównawczych	30%
Prąd zadziałania RCD	10%
Napięcie dotykowe	20%

Do pomiaru różnych wielkości elektrycznych metodą bezpośrednią lub pośrednią używa się najczęściej różnych przyrządów pomiarowych. Pomiar każdym przyrządem obarczony jest pewnym błędem, przy czym błąd pomiaru zależny jest od jakości wykonania przyrządu (klasa dokładności), dokładności odczytu wyników, a także doboru właściwej metody pomiarowej. Producent przyrządu powinien poinformować o wartości błędu, jakim wskazania danego przyrządu mogą być obciążone. Dlatego oznacza się klasę dokładności na obudowie miernika.

Klasa przyrządu pomiarowego określa maksymalną wartość dopuszczalnego błędu względnego wyrażonego w procentach maksymalnej wartości zakresu pomiarowego. Klasy przyrządów są znormalizowane i oznaczone liczbami w procentach: 0,1; 0,2; 0,5; 1; 1,5; 2,5; 5. W praktyce do pomiaru należy dobierać przyrządy (analogowe) o takim zakresie, aby wychylenie wskazówki było możliwie duże (co najmniej 0,75 podziałki).

Pojęcia klasy nie da się bezpośrednio zastosować do cyfrowych przyrządów pomiarowych, w których urządzenie odczytowe pokazuje zawsze całkowitą liczbę wielkości mierzonej (jednostkę najniższego rzędu na cyfrowym polu odczytowym miernika), np. jeżeli woltomierz cyfrowy ma zakres 1,999 V, to jednostka najniższego rzędu wynosi 0,001 V, czyli 1 mV. Powoduje to powstanie charakterystycznego dla wszystkich cyfrowych przyrządów pomiarowych błędu pomiarowego, zwanego błędem dyskretyzacji, wynoszącego  $\pm 1$  jednostki najniższego rzędu wielkości mierzonej. Błąd ten jest związany z zasadą działania cyfrowych przyrządów pomiarowych i nie zależy od typu przyrządu, jego wytwórcy i rodzaju wielkości mierzonej.

W odróżnieniu od przyrządów analogowych, których dokładność określana jest klasą przyrządu, błąd przyrządów cyfrowych określa się składnikami  $a$  i  $b$ . Błąd bezwzględny  $\Delta$  (podstawowy) podaje się zwykle w postaci:

$$\Delta = \pm a A_x \pm b$$



gdzie:

- a* – składowa błędu proporcjonalna do wskazań  $A_x$  (zwana też błędem analogowym lub klasą przyrządu cyfrowego),
- b* – składowa stała błędu, wynikająca z dyskretyzacji wyniku pomiaru.

Jeśli woltomierz cyfrowy ma np. zakres pomiarowy podstawowy 199,9 mV i klasę 0,1%, to jego błąd bezwzględny można wyrazić w postaci:

$$\Delta = (\pm 0,001 A_x \pm 0,1) \text{ mV}$$

Obecnie producenci przyrządów pomiarowych mają obowiązek umieszczania na miernikach zakresów pomiarowych, przy uwzględnieniu dopuszczalnych wartości błędów podanych w tablicy 1. Podawane dawniej zakresy w instrukcjach obsługi mierników były zakresami wyświetlanych wartości. Przykładowo w mierniku do pomiaru impedancji pętli zwarcia zakres wyświetlanych wartości wynosi 0,00... 1999  $\Omega$  z błędem  $\pm(5\%$  wskazania miernika + 3 cyfry).

Zgodnie z normą PN-EN 61557 dopuszczalny błąd pomiaru impedancji pętli zwarcia wynosi 30%. W pomiarach z wykorzystaniem przewodów pomiarowych o długości 1,2 m zakres pomiarowy wynosi 0,13...1999  $\Omega$ . Oznacza to, że wyniki pomiarów mieszczące się w tym zakresie mają dokładność lepszą niż 30% i mogą być umieszczone w protokole.

W przypadku wyników pomiarów poniżej 0,13  $\Omega$  należy zastosować inny miernik specjalistyczny do pomiarów impedancji pętli zwarcia. Ten miernik powinien mieć zakres wyświetlania 0,0...1999 m $\Omega$ . Zakres pomiarowy dla niego, zgodnie z PN-EN 61557, powinien wynosić 7,2 m $\Omega$ ...1999 m $\Omega$ .

### 2.3. Kategorie pomiarowe

Norma PN-EN 61010-1 [55] dzieli obwody na następujące kategorie pomiarowe:

- kategoria pomiarowa IV (CAT IV) dotyczy pomiarów wykonywanych przy źródle instalacji niskiego napięcia; przykładem są pomiary urządzeń na zabezpieczeniach nadprądowych,
- kategoria pomiarowa III (CAT III) dotyczy pomiarów wykonywanych w instalacjach elektrycznych budynków, w szczególności dotyczy to takich elementów instalacji, jak: kable i przewody, rozdzielnice tablicowe, wyłączniki automatyczne, szyny zbiorcze, łączniki i gniazda sieciowe; kategorię III objęte są też urządzenia przemysłowe i silniki stacjonarne, przyłączone na stałe do instalacji elektrycznej budynków,
- kategoria pomiarowa II (CAT II) dotyczy pomiarów wykonywanych w obwodach bezpośrednio dołączonych do instalacji niskiego napięcia; przykładami są pomiary w urządzeniach domowych i narzędziach przenośnych lub podobnych urządzeniach,

- kategoria I (CAT I) dotyczy pomiarów wykonywanych w obwodach niepołączonych bezpośrednio z siecią.

Dodatkowym oznaczeniem jest podanie maksymalnej wartości napięcia w odniesieniu do ziemi. Przykładowo miernik ma kategorię pomiarową IV z maksymalnym napięciem względem ziemi 300 V i jest oznaczony CAT IV 300 V. Oznacza to, że może być stosowany do pomiarów nawet na złączu kablowym budynku z maksymalnym napięciem w stosunku do ziemi 300 V, czyli bez żadnych problemów dla napięć fazowych 230 V (napięcie międzyfazowe 400 V). Kategoria IV 300 V odpowiada kategorii III 600 V (CAT III 600 V).

## 2.4. Uwarunkowania (układy sieci)

Uwarunkowania co do wykonania pomiaru są różne w zależności od zastosowanej metody, środowiska w jakim są przeprowadzane, zastosowanych przyrządów oraz mierzonych wielkości. Mierząc np. impedancję pętli zwarciowej, bez znajomości charakteru obwodu (stosunek  $R/X$ ) oraz wartości i charakteru prądu obciążenia nie potrafimy dobrać ani charakteru opornika pomiarowego ( $R_p$  lub  $X_p$ ), ani wartości prądu pomiarowego ( $I_R$  lub  $I_L$ ).

Wykonanie poprawnego pomiaru umożliwia ustalenie:

- stosunku badanej pętli,
- wartości i charakteru ( $\cos \varphi$  – współczynnika mocy) istniejącego obciążenia prądowego,
- współczynnika poprawkowego.

Przy wykonywaniu pomiarów bardzo ważną rolę pełnią zastosowane w budynku układy sieci elektrycznej. Rodzaj układu sieci ma wpływ na to, jakiej wielkości pomiar ma być wykonywany, oraz w którym miejscu należy dokonać pomiaru – związane jest to z występowaniem różnych warunków skuteczności ochrony w zależności od układu sieci.

W sieci niskiego napięcia do 1 kV wyróżnia się następujące podstawowe układy sieci elektroenergetycznych:

TN-C	TN-S	TN-C-S	TT	IT
------	------	--------	----	----

Pierwsza litera określa sposób podłączenia punktu neutralnego transformatora z ziemią:

**T** – oznacza podłączenie bezpośrednio punktu neutralnego transformatora z ziemią,

**I** – oznacza izolowanie układu od ziemi albo podłączenie do ziemi przez impedancję.

Druga litera określa sposób podłączenia dostępnych części przewodzących uziemienia urządzenia z ziemią:

**T** – oznacza bezpośrednie połączenie elektryczne urządzenia do ziemi (*terra – ziemia*),

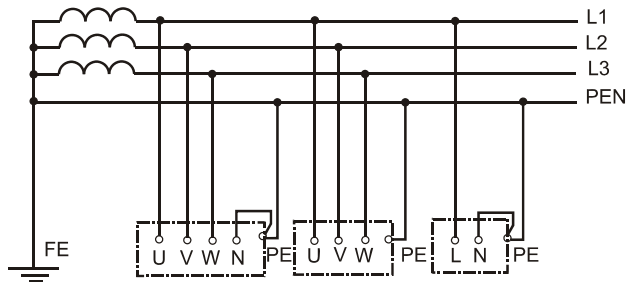
**N** – oznacza bezpośrednie połączenie elektryczne do uziemionego punktu układu sieci zasilającej.

Kolejne litery, jeśli występują, oznaczają występowanie przewodu neutralnego i ochronnego:

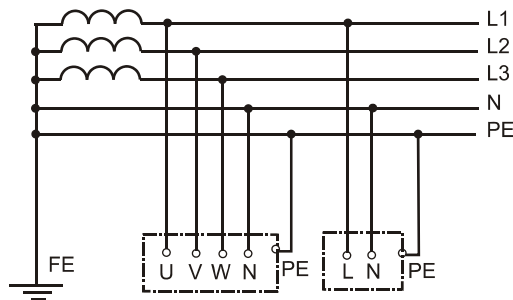
**S** – oznacza, że funkcja ochrony jest zapewniona przez przewód PE, niezależny od przewodu neutralnego (*separate – rozdzielony*),

**C** – oznacza, że w jednym przewodzie (PEN) zostały połączone dwie funkcje przewodu neutralnego i ochronnego (*common – wspólny*).

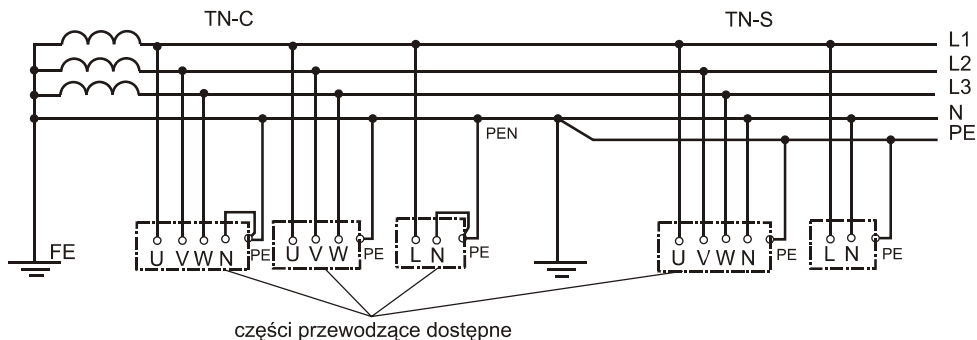
Układy sieci pokazano na rysunkach 1a, 1b, 1c, 1d i 1e.



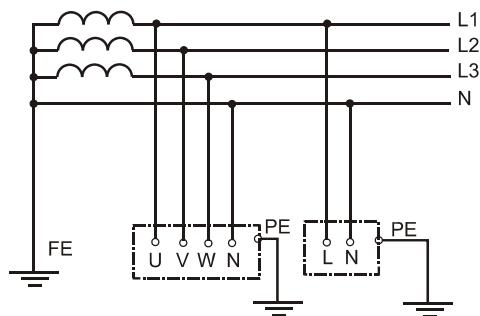
Rys. 1a. **Układ sieci TN-C** – punkt neutralny transformatora jest uziemiony, części przewodzące dostępne są połączone z ziemią poprzez sieć zasilającą za pomocą wspólnego przewodu PEN



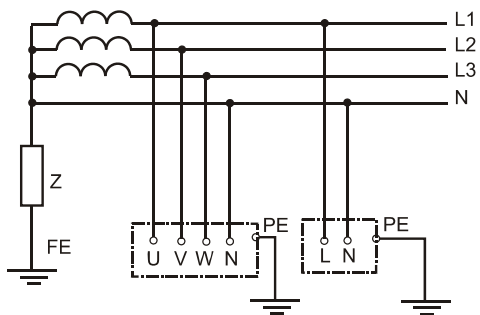
Rys. 1b. **Układ sieci TN-S** – punkt neutralny transformatora jest uziemiony, części przewodzące dostępne są połączone z ziemią poprzez sieć zasilającą za pomocą przewodu PE



Rys. 1c. **Układ sieci TN-C-S** – punkt neutralny transformatora jest uziemiony, części przewodzące dostępne są połączone z ziemią poprzez sieć zasilającą: w części za pomocą wspólnego przewodu PEN, a następnie przez wydzielony przewód PE



Rys. 1d. **Układ sieci TT** – punkt neutralny transformatora jest uziemiony, części przewodzące dostępne urządzeń są połączone przewodami ochronnymi z uziomami niezależnymi od uziemienia roboczego



Rys. 1e. **Układ sieci IT** – punkt neutralny transformatora jest izolowany, części przewodzące dostępne urządzeń są połączone z ziemią przewodami ochronnymi z uziomami

Rys. 1. Schematy stosowanych układów sieci TN (TN-C, TN-S, TN-C-S), TT oraz IT; L1, L2, L3 – przewody fazowe prądu przemiennego, N – przewód neutralny, PE – przewód ochronny lub uziemienia ochronnego, PEN – przewód ochronno-neutralny, FE – przewód uziemienia funkcjonalnego, Z – impedancja