

INTERPRETACJA TABLIC OBCIĄŻALNOŚCI KABLI

1. Wstęp

Inspiracją do przygotowania niniejszego tekstu są powtarzające się zapytania projektantów odnośnie do interpretacji obecnych tablic obciążalności roboczej kabli. W ostatnich latach producenci kabli, pragnąc dorównać firmom światowym, zaczęli przypisywać swoim kablom obciążalność cykliczną, przy czym ani nie wprowadzili tej nazwy i jej definicji, ani nie wyjaśnili nowego sposobu określania obciążalności kabli, zresztą dyskusyjnego w przypadku kabli niskonapięciowych. Co gorsza, zamiatwali korzystanie z tablic obciążalności, jak gdyby sami nie pojmowali fizyki procesu nagrzewania kabli i zasad ich racjonalnego doboru. Jak gdyby nie rozumieli, że elegancka szata graficzna katalogu urzeka tylko przez chwilę, potem liczy się jego zawartość merytoryczna, a tę potrafi dobrze opracować tylko inżynier, który sam z takich katalogów wcześniej korzystał.

Na początek warto przytoczyć pytania p. B. Balwierza, które nadeszły do Redakcji *INPE*. Kilka późniejszych zapytań kierowanych różnymi drogami, dotyczyło kwestii podobnych do poruszonych w drugim pytaniu p. B. Balwierza. Oto treść pierwszego listu.

Uprzejmie proszę o wyjaśnienie sposobu korzystania z tablic obciążalności długotrwałej kabli o napięciu do 1 kV ułożonych w ziemi. Interesują mnie dwa zagadnienia:

1. Czy układając kabel w rurze osłonowej z tworzywa sztucznego (np. w rurze Arota) zawsze należy zaniżyć tabelaryczną obciążalność długotrwałą mnożąc ją przez współczynnik $k_1 = 0,85$? W dawnych przepisach PBUE przy długości przepustu do 6 m (a nawet 7 m) można było współczynnika poprawkowego nie stosować, jeśli sąsiednie odcinki, ułożone bezpośrednio w ziemi miały długość po 15 m.
2. Obciążalność długotrwała przykładowej linii kablowej o napięciu do 1 kV, składającej się z jednożyłowych kabli $4 \times (\text{YAKXS } 1 \times 240 \text{ mm}^2)$ skójrzonych w trójkąt, wynosi $I_z = 408 \text{ A}$ (katalog firmy Telefonika str. 174). Dla warunków krajowych przy ułożeniu równoległym trzech takich linii w płaszczyźnie poziomej, w odległości wzajemnej 7 cm, obciążalność długotrwała uzależniona jest od średniodobowego współczynnika obciążenia tych kabli i dla współczynnika np. 0,7 wynosi 75%, czyli obciążalność każdego kabla wynosi $0,75 \times 408 = 306 \text{ A}$ (tabela współczynników na str.

177 katalogu). Jak w czasie ma się do siebie średniodobowy współczynnik 0,7 i obciążalność linii 75%?

Wyraźniej ten problem rysuje się przy pojedynczej linii kablowej jak niżej. Otóż w tej samej tablicy, przy jednej linii ułożonej w ziemi obciążalność długotrwała kabla jest uzależniona od średniodobowego współczynnika i na przykład, jeżeli ten współczynnik wynosi 50%, to kabel może długotrwałe obciążyć prądem $1,11 \times 408 = 453$ A. Kiedy mam to uzyskać, średniodobowe obciążenie ma wynosić 50% i równocześnie może mieć wartość 111%, a według tablicy na str. 174 długotrwała obciążalność wynosi tylko 408 A.

Bardzo proszę o wyjaśnienie, ponieważ dział technologiczny firmy Telefonika, do którego się zwróciłem, odpowiedział mi tylko, że to jest problem projektanta, czyli mój.

2. Obciążalność prądowa kabla w przepuście

W krótkim powołaniu się na dawne *Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych* (PBUE) są trzy nieścisłości. W zeszycie 10 PBUE z roku 1980 jest następujące odstępstwo w § 17.3:

„Przy doborze do obciążeń długotrwałych kabli układanych w ziemi dopuszcza się nieuwzględnianie zmniejszonej obciążalności kabli wynikającej*):

- 1) z ułożenia w przepustach kablowych, jeżeli spełnione będą jednocześnie niżej wymienione warunki:
 - a) długość dowolnego przepustu kablowego nie jest większa niż **6 m**,
 - b) długość odcinka kabla ułożonego bezpośrednio w ziemi, liczona między krawędziami sąsiednich przepustów kablowych, **nie jest mniejsza niż 15 m**,
 - c) **łączna długość wszystkich przepustów kablowych na danej linii nie przekracza 10% długości trasy kabla,**”
- 2) ...

* Przy doborze kabli ułożonych w ziemi na głębokościach i w sposób określony w normie PN/E-05125 należy dla warunków polskich w zasadzie przyjmować, o ile brak bliższych danych, że w przeciętnych warunkach gruntowych cieplna oporność ziemi wynosi $80^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$ [$0,80$ K·m/W] – pismo PIGPE z dnia 1.04.1975 r. (znak: ZE3/40321/75).

Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych straciły moc 20 lat temu. Jako zasady wiedzy technicznej w odniesieniu do nowych obiektów mogą być przywoływane w tych rzadkich kwestiach, w których:

- nie pojawiły się w kraju późniejsze uregulowania w przepisach ani w normach PN-EN bądź PN-HD, ani w normach własnych PN-E,

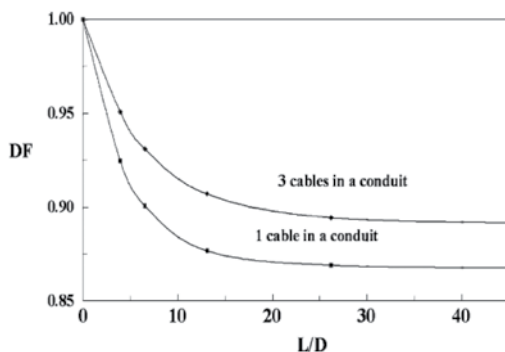
- nie są znane odpowiednie uregulowania w normach międzynarodowych IEC ani w normach własnych krajów znanych ze wzorowego stanu normalizacji,
- nie pojawiły się zasady wiedzy technicznej, pozwalające bez przesadnych nakładów rozwiązywać rozważany problem techniczny.

Każdy inżynier, sam na swoje potrzeby, według swojej wiedzy, swego sumienia i na swoją odpowiedzialność, musi rozstrzygać, czy takie okoliczności zachodzą. Zrazem wypada przestrzec, że w razie rażąco błędnej decyzji, sprawą zajmie się nie specjalista od sumienia (kapelan), lecz specjalista od odpowiedzialności (prokurator).

W przedmiocie projektowania i budowy linii kablowych jest w Polsce norma N SEP-E-004, ale w ogóle nie zajmuje się ona obciążalnością kabli. Ten zakres w odniesieniu do obiektów budowlanych obejmuje norma PN-HD 60364-5-52:2011 [7], która jednak od sieci rozdzielczych odżegnuje się już w arkuszu wstępnym 60364-1. W dwuzdaniowym rozdziale 523.8 [7] dotyczącym zmiany warunków instalowania na trasie przewodowania jest wyraźne wymaganie, że obciążalność powinna być wyznaczona w odniesieniu do odcinka trasy mającego najgorsze warunki oddawania ciepła. Jest też w 523.8 Uwaga, że dopuszcza się odstępstwo w sytuacji, kiedy przewodowanie przechodzi przez ścianę o grubości mniejszej niż 0,35 m. W szczególnych warunkach krajowych Irlandia rozszerzyła to odstępstwo na wszelkie odcinki przewodowania o długości nieprzekraczającej 0,2 m oraz na odcinki w przepustach o długości nieprzekraczającej 1 m. Jak widać, stanowisko normy [7] jest rygorystyczne, a wspomniane odstępstwa niewiele dają.

Każdy przypadek nagrzewania kabla w stanie ustalonym, również w przepuście, da się ująć obliczeniowo przy użyciu specjalistycznych programów komputerowych albo według wskazówek zawartych w normach IEC [1, 2, 6]. Wynik poprawnie przeprowadzonych obliczeń, z wykorzystaniem uznanych zasad wiedzy technicznej, ma moc dowodu zastępującego bądź uzupełniającego postanowienie normy bądź przepisu. Wymaga to jednak odpowiedniego przygotowania merytorycznego i wielu szczegółowych danych odnośnie do geometrii układu i własności cieplnych wchodzących w grę materiałów, a to wielu elektryków zniechęca. Woleliby proste przykazania, jak w dawnych PBUE, mimo ich wątpliwego uzasadnienia merytorycznego, co nietrudno wykazać.

Nawet w „krótkim” przepuście – jeżeli nie stosuje się specjalnych zabiegów – kabel ma warunki oddawania ciepła gorsze niż bezpośrednio w gruncie. Żyły osiągają temperaturę wyższą niż poza przepustem, wobec czego następuje wzdłużne przewodzenie ciepła (żyłami i w mniejszym stopniu innymi elementami składowymi kabla) w kierunku odcinków kabla poza przepustem. Dzięki małej długości przepustu wspomniane wzdłużne przewodzenie ciepła jest na tyle skuteczne, że dodatkowy przyrost temperatury żył kabla w obrębie przepustu jest niewielki i korektę obciążalności kabla można pominąć bądź wystarczy korekta kilkuprocentowa (współczynnik korekcyjny ok. 0,95).



Rys. 1. Współczynnik korekcyjny (DF – derating factor) obciążalności długotrwałej kabli w przepustcie o przekroju okrągłym w zależności od stosunku jego długości L do średnicy zewnętrznej D dla dwóch przypadków: 3 kable w przepustcie i 1 kabel w przepustcie [12]

Inaczej jest w przypadku przepustu „długiego”, kiedy wzdłużne przewodzenie ciepła jest mało skuteczne i konieczna jest korekta obciążalności rzędu 10%÷15% (współczynnik korekcyjny 0,90÷0,85) na całej długości linii kablowej. O tym, czy przepust jest „długi” (tzn. za długi z punktu widzenia skuteczności wzdłużnego przewodzenia ciepła) decyduje nie jego długość wyrażona w jednostkach bezwzględnych, np. $L > 6$ m jak w PBUE, lecz długość wyrażona w jednostkach względnych, np. stosunkiem długości przepustu okrągłego do jego średnicy zewnętrznej $L/D > 20$, jak na rys. 1. Podane na tym rysunku wartości współczynnika korekcyjnego DF są tylko przykładowe, dotyczą konkretnej sytuacji. Ogólnie biorąc zależą one od budowy kabla (w tym grubości i cieplnej rezystywności izolacji oraz warstw ochronnych), geometrii układu (np. długości i światła przepustu), kształtu, grubości i materiału przepustu, rezystywności cieplnej gruntu, głębokości ułożenia i liczby kabli w przepustcie.

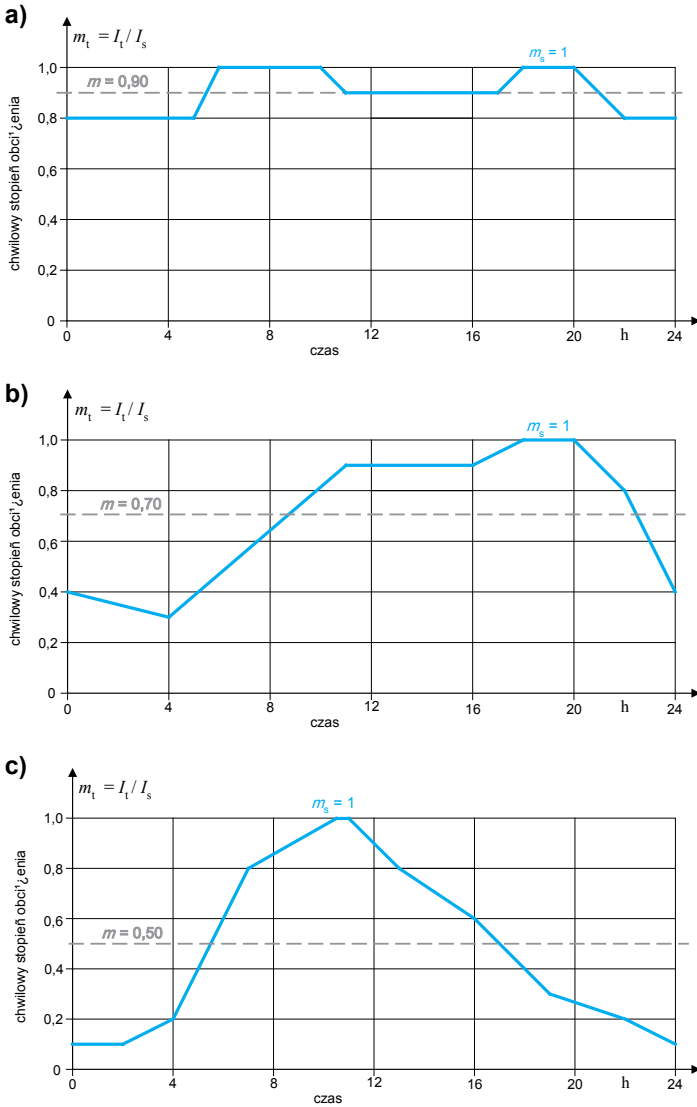
Problem dotyczy nie tylko rur polimerowych, ale wszelkich przepustów, również betonowych, ceramicznych czy metalowych. Oczywiście, rezystywność cieplna materiału przepustu ma wpływ na warunki przenoszenia ciepła, a więc również na wartość współczynnika korekcyjnego.

Korekta obciążalności kabla nie jest konieczna, jeżeli wewnątrz przepustu jest wypełnione wodą, olejem lub innym materiałem o rezystywności cieplnej w przybliżeniu takiej, jaką ma otaczający grunt [12].

3. Obciążalność długotrwała a obciążalność cykliczna kabli

Obciążalność dowolnego urządzenia technicznego jest to zdolność do bezpiecznego i sprawnego przejmowania określonego obciążenia w przepisanych warunkach i w przewidywanym okresie eksploatacji zwanym resursem. Przez **obciążalność** rozumie się **największe dopuszczalne obciążenie** w tych warunkach. Wypada tu przestrzec przed często spotykanym określeniem *dopuszczalna obciążalność*, które jest brzydkim pleonazmem (wyrażeniem w rodzaju *masło maślane*).

Obciążalność cieplna robocza kabli jest to największe dopuszczalne obciążenie w normalnych warunkach użytkowania, na ogół wyrażone wartością prądu, limitowane cieplnymi następstwami przepływu prądu w żyłach roboczych i ewentualnie innych zjawisk.



Rys. 2. Przykładowy dobowy zredukowany kalendarzowy wykres obciążenia elektrycznego (prądem lub mocą pozorną) linii kablowej przy średnim dobowym stopniu obciążenia: a) $m = 0,90$; b) $m = 0,70$; c) $m = 0,50$

Aby dobrać obciążalność kabla, trzeba znać przynajmniej spodziewane obciążenie szczytowe (prąd w czasie obciążenia szczytowego) w obwodzie, w którym ten kabel ma być użyty. Oczywiście chodzi o obciążenie szczytowe nie tylko tuż po oddaniu linii do użytku, lecz – w liniach rozdzielczych o narastającym obciążeniu z roku na rok – w całym spodziewanym okresie użytkowania. W przypadku linii kablowych o dużym przekroju, kosztowniejszych i w odpowiedzialnych zastosowaniach, dobrze jest mieć rozeznanie co do cyklicznego dobowego przebiegu obciążenia. Znając choćby orientacyjnie jego przebieg, można bardziej racjonalnie dobrać obciążalność kabla.

Na rys. 2 są przedstawione trzy przykładowe, w przybliżeniu powtarzalne, dobowe przebiegi obciążenia linii rozdzielczej. Osź rzędnych zamiast prądu I_t (bieżącej wartości skutecznej prądu) przedstawia jego wartość względną, odniesioną do prądu szczytowego I_s , czyli chwilowy stopień obciążenia prądem $m_t = I_t/I_s$. Na każdym z wykresów wrysowano linię poziomą przedstawiającą **średni stopień obciążenia** prądem m , którego wartość wynika ze wzoru:

$$m = \frac{1}{24} \int_0^{24} m_t dt. \quad (1)$$

Jeżeli tę zależność napisze się nieco inaczej:

$$m \cdot 24 = \int_0^{24} m_t dt, \quad (2)$$

to łatwo zauważyć, że na każdym wykresie z rys. 2 pole powierzchni pod dobowym wykresem obciążenia jest równe polu pod linią prostą przedstawiającą średni stopień obciążenia m . Można też rozważać pola powierzchni między dobowym wykresem obciążenia a linią prostą przedstawiającą średni stopień obciążenia m . Suma pól nad linią poziomą m jest równa sumie pól pod tą linią.

Nietrudno też zauważyć, że średni stopień obciążenia m jest równy stosunkowi pola powierzchni pod wykresem obciążenia (prawa strona równania 2) do pola powierzchni całego wykresu ($m_s \cdot 24 = 1 \cdot 24$).

Na osi rzędnych wartości chwilowego stopnia obciążenia m_t można pomnożyć przez prąd szczytowy I_s , a wtedy wykres będzie przedstawiał przebieg prądu w ciągu doby I_t , a linia pozioma przedstawiająca średni stopień obciążenia m będzie przedstawiała średni prąd obciążenia I w ciągu doby:

$$I = \frac{1}{24} \int_0^{24} I_t dt. \quad (3)$$

W następstwie przeskalowania osi rzędnych nie zmieni się ani kształt dobowego wykresu obciążenia prądem, ani średni stopień obciążenia m .

Elektryk, który nie miał do czynienia z wykresami obciążenia, może czuć się oneśmielony pytaniem o średni stopień obciążenia przy doborze obciążalności kabla. Sprawa staje się znacznie prostsza po kolejnym przeskalowaniu osi rzędnych

wykresów obciążenia (rys. 2) z prądu I_t na moc czynną P_t i podobnie prądu średniego I na moc czynną średnią P . Wtedy średni stopień obciążenia prądem $m = I/I_s$ staje się średnim stopniem obciążenia mocą czynną $m_p = P/P_s$ i w tym znaczeniu na ogół pojęcie średniego stopnia obciążenia funkcjonuje w gospodarce elektroenergetycznej. Ta ostatnia operacja przeskalowania nie wprowadza żadnego błędu, jeżeli w rozpatrywanym przedziale czasu, np. doby, nie zmienia się znacząco współczynnik mocy w obwodzie, o który chodzi. Im zmiany są większe, tym błąd będzie większy, ale na ogół możliwy do zaakceptowania ze względu na zamierzony cel tego zabiegu. Tym celem jest łatwe uzyskanie choćby przybliżonej wartości średniego stopnia obciążenia prądem (lub mocą pozorną) uznając, że jest ona bliska wartości średniego stopnia obciążenia mocą czynną. A tę wartość bez trudu uzyskuje się w obwodach wyposażonych w pomiar nie tylko energii (czynnej) A , ale również mocy szczytowej (czynnej) P_s w dowolnym rozważanym przedziale czasu T (doby, tygodnia, miesiąca, roku) przybliżonej powtarzalności dobowego przebiegu obciążenia. Średni stopień obciążenia mocą czynną (w przedziale czasu T objętym pomiarem) jest równy po prostu:

$$m_p = \frac{A}{P_s \cdot T}. \quad (4)$$

Licznik tego ułamka przedstawia pole pod wykresem obciążenia mocą czynną, a mianownik – pole powierzchni całego wykresu z rys. 2 po przeskalowaniu na moc czynną. Na przykład jeżeli w przeciągu miesiąca ($T = 30 \cdot 24 = 720$ h) niezakłóconych przebiegów obciążenia pomiar wykazuje pobór energii $A = 72000$ kWh i moc szczytową $P_s = 250$ kW, to średni stopień obciążenia mocą czynną, uśredniony w przeciągu miesiąca, czyli bardziej wiarygodny niż po pomiarze jednodobowym, wynosi:

$$m_p = \frac{A}{P_s \cdot T} = \frac{72000}{250 \cdot 720} = 0,40. \quad (5)$$

Jak widać, wcale nie trzeba rejestrować przebiegu obciążenia ani wnikać w zawiłości gospodarki elektroenergetycznej, aby uzyskać informację potrzebną do korzystania z nowszych tablic obciążalności kabli przy projektowaniu przebudowy zasilania istniejącego obiektu. Natomiast w przypadku obiektów nowo projektowanych korzysta się z wyników pomiarów i analiz uprzednio przeprowadzonych w podobnych obiektach istniejących. W taki sposób od ponad wieku tworzy się, publikowane w poradnikach projektowania, zestawienia wskaźników elektroenergetycznych różnych obiektów przemysłowych, usługowych, mieszkaniowych, wojskowych itp. A jeżeli obiekt jest nowatorski i podobne nie istnieją, to projektant elektryk potrzebne wskaźniki musi umieć wydedukować na podstawie projektu technologicznego.

Z naciskiem trzeba podkreślić, że **średni stopień obciążenia charakteryzuje tylko i wyłącznie przebieg obciążenia rozpatrywanego obwodu rozdzielczego lub (rzadziej) odbiorczego**. W żadnym razie nie jest to jakiś parametr charakteryzujący sam kabel, jak można by sądzić ze zwodniczych objaśnień w tablicach obciążalności kabli niektórych firm.

Do rzadkich wyjątków należą obwody o praktycznie niezmiennym obciążeniu, czyli o średnim stopniu obciążenia $m \approx 1,0$; są takie urządzenia technologiczne w przemyśle, nawet całe linie produkcyjne, są również takie urządzenia bezpieczeństwa zasilane z zespołów spalinowo-elektrycznych albo innych źródeł zasilania rezerwowego. Na ogół linie rozdzielcze w sieciach przemysłowych, miejskich czy terenowych wykazują znaczną dobową zmienność pobieranego prądu i dłuższe przedziały czasu o małym chwilowym stopniu obciążenia, wskutek czego średni stopień obciążenia na ogół przyjmuje wartość z przedziału od 0,40 do 0,80. Mimo to we wszelkich tablicach współczynników korekcyjnych należy podawać wartości również dla średniego stopnia obciążenia $m = 1,00$. Nie dlatego, że on się niekiedy zdarza, lecz po to, by umożliwić interpolację wartości współczynników poprawkowych w sytuacjach, kiedy jest on większy niż 0,70. Warto pamiętać, że w niedalekiej przyszłości w miejskich sieciach rozdzielczych średni stopień obciążenia m będzie się zwiększał, bo przede wszystkim w dolinie obciążenia będą ładowane baterie samochodów elektrycznych.

Dobór obciążalności kabla w określonym zastosowaniu pozornie jest czynnością banalną – obciążalność powinna być nie mniejsza niż spodziewane obciążenie. Trudność polega na tym, że obciążalność danego kabla w określonych warunkach środowiskowych (sposób ułożenia, warunki oddawania ciepła...) i sieciowych (średni stopień obciążenia, przebieg obciążenia...) jest wyrażona jedną wartością prądu, a spodziewane obciążenie jest zmienne w czasie (rys. 2). W dodatku dawniej obciążalność kabli i innych przewodów była rozumiana wyłącznie jako obciążalność długotrwała (prądem o nieziennej wartości, w czasie praktycznie nieograniczonym), a od około 20 lat – niekoniecznie. Zachodzi pytanie, jakim kryterium posługiwać się porównując spodziewane rzeczywiste obciążenie kabla z jego obciążalnością. W uproszczeniu można wskazać trzy następujące kryteria.

Kryterium maksymalnej wartości prądu (1)

Jest to kryterium najprostsze i powszechnie wykorzystywane. Niestety, przez wielu uważane za jedyne. Dobiera się kabel, którego obciążalność długotrwała jest nie mniejsza niż prąd szczytowy obwodu ($I_z \geq I_s$), czyli największy prąd przewidywany w obwodzie elektrycznym podczas normalnej pracy, wszakże z pominięciem sporadycznych udarów prądu załączeniowego (rozruchowego). Kto tak postępuje mając do czynienia z przebiegiem obciążenia jak na rys. 2a, nie popełnia błędu, w przypadku przebiegu z rys. 2 b – postępuje rozrzutnie, a przy przebiegu z rys. 2c – tym bardziej. Skoro prąd wywołujący w stanie cieplnie ustalonym przyrost temperatury dopuszczalny długotrwale płynie nie dłużej niż 1 h w ciągu doby (rys. 2c), czyli niespełna 5% czasu pracy, to izolacja kabla o dużym przekroju żył może nigdy nie osiągać temperatury, którą jest w stanie wytrzymać długotrwale. Przy takiej procedurze doboru obciążalność cieplna kabla bywa wykorzystana w niedostatecznym stopniu.

Kryterium maksymalnej wartości temperatury (2)

Jest to kryterium bardziej miarodajne. Kabel tak się dobiera, aby osiągnięty przez izolację żył roboczych najwyższy przyrost temperatury (ponad temperaturę otocze-

nia) w rzeczywistych warunkach użytkowania był nie większy niż przyrost temperatury dopuszczalny długotrwałe, osiągany w stanie ustalonym przy obciążeniu kabla prądem o nieziennej wartości, równej obciążalności długotrwałej. Dokładne obliczenia wspomagane komputerowo, wymagające wprowadzenia wielu trudno osiągalnych danych dotyczących rezystancji cieplnych i pojemności cieplnych elementów samego kabla i jego bliskiego otoczenia, a także przebiegu obciążenia w czasie, mają uzasadnienie raczej tylko w odniesieniu do kabli najwyższych napięć. W innych przypadkach zadowalające wyniki daje postępowanie uproszczone, polegające na znalezieniu na dobowym wykresie obciążenia (rys. 2) takiego przedziału czasowego o długości trzech cieplnych stałych czasowych kabla ($3T$), w którym wartość średnia kwadratowa prądu jest największa. Ten przedział czasu wynosi od kilkunastu minut (kable o małym przekroju żył ułożone w powietrzu) do 1 h i więcej (kable niskiego i średniego napięcia o dużym przekroju żył ułożone w ziemi). Wykres obciążenia w rozważanym czasie $3T$ najwygodniej jest przedstawić w postaci schodkowej, czyli prostokątnych słupków o wysokości (na osi rzędnych) odpowiednio I_1, I_2, \dots, I_m i o podstawie (na osi odciętych) odpowiednio t_1, t_2, \dots, t_m , przy czym $t_1 + t_2 + \dots + t_m = 3T$. Poszukiwany prąd obliczeniowy obwodu I_B , czyli prąd zastępczy cieplny (średnia kwadratowa) w czasie $3T$ powinien wywołać identyczny skutek cieplny (całkę Joule'a) jak prąd rzeczywiście płynący. Powinien być zatem spełniony warunek:

$$I_B^2 (t_1 + t_2 + \dots + t_m) = I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \dots + I_m^2 t_m, \quad (6)$$

wobec czego prąd obliczeniowy obwodu wynosi:

$$I_B = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \dots + I_m^2 t_m}{t_1 + t_2 + \dots + t_m}}. \quad (7)$$

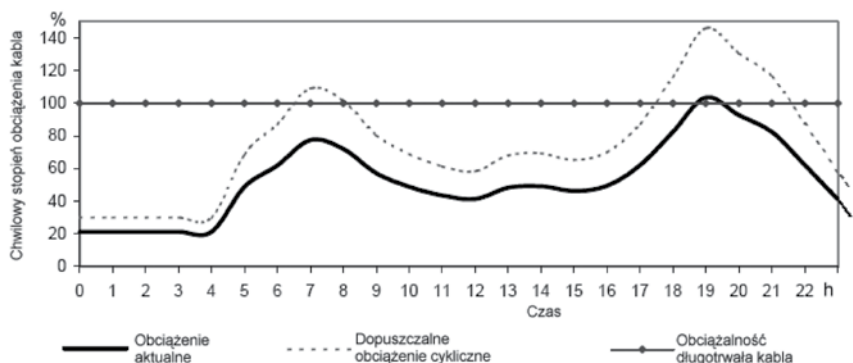
Według kryterium (2) właśnie do tej wartości prądu obliczeniowego należy dobrać obciążalność długotrwałą kabla: $I_z \geq I_B$.

Kryterium racjonalnej trwałości termicznej (3)

Oba poprzednie kryteria uwzględniają gorzej (kryterium 1) lub lepiej (kryterium 2) tylko szczytowe obciążenie kabla, które może występować stosunkowo krótko w dobowym przedziale czasu. Wartość prądu obciążenia w pozostałych przedziałach doby nie jest brana pod uwagę, a przecież proces termicznego zużycia izolacji kabla jest determinowany przez przebieg obciążenia w ciągu całego powtarzalnego cyklu dobowego i w całym czasie życia kabla. Nie ma wątpliwości, że przy tym samym obciążeniu szczytowym spodziewana trwałość termiczna kabla jest tym większa, im mniejsze jest obciążenie poza szczytem, czyli zależy ona od kształtu całego dobowego wykresu obciążenia. Średni dobowy stopień obciążenia (rys. 2a, b, c) nie jest wprawdzie precyzyjną miarą tempa zużycia termicznego kabla, ale jest miarą wystarczająco przybliżoną i łatwo dostępną. Przestrzeganie kryterium (3) bynajmniej nie zmierza do takiego doboru kabla, aby jego trwałość termiczna była jak największa. Celem jest

zapewnienie trwałości termicznej na poziomie racjonalnym, jakiejś trwałości znamionowej – ani za małej, ani za dużej. Dążenie do trwałości jak największej byłoby bezsensowne, bo poza starzeniem termicznym równolegle postępują procesy starzeniowe innej natury (napięciowe, chemiczne, mechaniczne...), a ponadto zachodzi starzenie moralne, czyli rosnący z czasem rozdźwięk między wykonaniem starszego kabla a aktualnym stanem techniki kablowej.

W odniesieniu do **kabli ułożonych w ziemi** w tej konwencji podstawowe tablice obciążalności podają nie tylko **obciążalność długotrwałą**, dla obciążenia ciągłego o stałej wartości, czyli o średnim stopniu obciążenia $m = 1,0$ (ang. *steady state current rating* [1, 2, 6]) jak dawniej. Podają również **obciążalność cykliczną** dla określonego obciążenia zmiennego w cyklu dobowym (ang. *cyclic current rating* [3, 4, 5]), w przybliżeniu zdefiniowanego wartością średniego stopnia obciążenia. Pozwala to w godzinach szczytu obciążyć kabel prądem większym, nawet znacznie większym niż obciążalność długotrwała (rys. 3), podobnie jak można od kilkudziesięciu lat [8] wykorzystywać przeciążalność ruchową transformatorów.



Rys. 3. Aktualny dobowy wykres obciążenia kabla dobranego według kryterium 2 i dopuszczalny kształt wykresu obciążenia cyklicznego przy zastosowaniu kryterium 3 (Kabel YKYFoy 4×240 mm², 0,6/1 kV). Na osi rzędnych chwilowy stopień obciążenia kabla w procentach jego obciążalności długotrwałej

Obciążalność długotrwałą kabla ułożonego w ziemi zależy od wielu czynników. Aby nadmiernie nie rozbudowywać podstawowych tablic obciążalności, podaje się w nich wartości obciążalności dla najprostszych bądź najczęściej spotykanych warunków ułożenia kabli. W warunkach polskich są to następujące warunki:

- pojedynczy kabel (nie w sąsiedztwie innych kabli ani innych źródeł ciepła albo przeszkód utrudniających oddawanie ciepła) ułożony bezpośrednio w ziemi na głębokości najmniejszej dopuszczalnej,
- grunt o rezystywności cieplnej 1,0 K·m/W,
- grunt o temperaturze 20 °C,
- średni dobowy stopień obciążenia $m = 0,70$ (jak na rys. 2b).

Odchylenia od tych warunków, które da się uwzględnić za pomocą multiplikacyjnych współczynników korekcyjnych, podaje się w osobnych tablicach takich współczynników.

Myli się ten, kto sądzi, że te tablice są opracowane z aptekarską dokładnością na podstawie precyzyjnych obliczeń i doświadczalnego sprawdzenia każdej sytuacji. Tak się sprawdza wybrane nieliczne przypadki, zwłaszcza skrajne, a wyniki dla pozostałych pochodzą z aproksymacji, czyli przybliżonego analitycznego przedstawienia rozpatrywanej zależności funkcyjnej. Przydatna jest przy tym komputerowa symulacja pól cieplnych, ale i ona jest oparta na upraszczających założeniach co do geometrii układu oraz jednorodności ośrodków, w których odbywa się przenoszenie ciepła. Te założenia niekoniecznie są dochowane w praktyce i w najlepszym razie trzeba się liczyć z wartościami obciążalności obarczonymi błędem kilkuprocentowym. Nie na miejscu są zatem wartości obciążalności kabli zawierające więcej niż trzy cyfry znaczące.

Dobór obciążalności urządzeń elektroenergetycznych według kryterium (3) znamionowej trwałości termicznej nie jest bynajmniej nowatorską koncepcją ostatnich lat. Kolejne edycje normy PN-E-81000 z lat 1956 i 1971 [8] określały zasady obliczania przeciążalności ruchowej (bez ubytku trwałości) i przeciążalności zakłóceniowej (kosztem obniżenia trwałości nie więcej niż o 1% na jedno przeciążenie) transformatorów. Już wtedy pojawiały się publikacje z propozycjami zasad określania cyklicznej (ruchowej) oraz zakłóceniowej obciążalności kabli wysokiego napięcia i postulujące opracowanie norm na ten temat. Niemcy mają takie normy od ponad 30 lat [9], a w latach 1985–2002 ukazały się kolejne arkusze normy międzynarodowej IEC 60853 [3, 4, 5], przy czym na portalu PKN nie ma o nich nawet wzmianki, bo nadal nie ma normy europejskiej EN w tym zakresie. Niektóre normy zagraniczne dotyczące obciążalności kabli odzęgują się od wprowadzania procedury określania obciążalności cyklicznej i zakłóceniowej w odniesieniu do kabli niskiego napięcia ze względu na iluzoryczne tego efekty; przykładem może być zapis w rozdziale wstępnym 1.3 normy australijskiej i zarazem nowozelandzkiej AS/NZS 3008.1.1:2009¹.

Nie wolno przy tym zapominać, że o doborze właściwego przekroju żył roboczych kabla decydują różne względy, nie tylko ich długość czy cykliczna obciążalność cieplna robocza, ale również dopuszczalny spadek napięcia, ekonomiczna gęstość prądu oraz warunki zwarciove. Obciążalność cieplna robocza, jakkolwiek rozumiana, nie musi być kryterium rozstrzygającym.

Na koniec wypada odnieść się do szczegółów zapytania Czytelnika, który – cytowane numery stronicy na to wskazują – posługiwał się wydaniem I internetowego katalogu firmy Telefonika (rok wydania utajniony). Rzeczywiście na str. 174 obciążalność linii składającej się z jednożyłowych kabli $4 \times (\text{YAKXS } 1 \times 240 \text{ mm}^2)$ skojarzonych w trójkąt, określono na $I_z = 408 \text{ A}$ i już w tym miejscu zaczynają się wątpliwości oraz niespodzianki:

1 *The subject of assigning a current-carrying capacity to a cyclically or intermittently loaded cable is not covered in this Standard as it normally relates to HV cable installation* [10].

- Cztery jednożyłowe kable nie mogą być „skojarzone” w trójkąt, jak pisze Czytelnik, chyba że pominię się kabel pełniący rolę przewodu neutralnego, jeżeli jest on obciążony w niewielkim stopniu. Jeżeli tak, to wypadałoby o tym wspomnieć, ale to drobiazg.
- Czytelnika interesuje linia kablowa ułożona w ziemi, a nagłówek tablicy na str. 174 informuje, że jest w niej podana „Obciążalność długotrwała kabli elektroenergetycznych 0,6/1 kV 3-, 4- i 5-żyłowych **ułożonych pojedynczo w powietrzu** w miejscach osłoniętych od bezpośredniego działania promieni słonecznych, przeznaczonych do eksploatacji w obwodach trójfazowych przy obciążeniu symetrycznym”.
- Ta sama tablica znajduje się na str. 171 kolejnego internetowego wydania katalogu firmy Telefonika, z roku 2009, z nagłówkiem o brzmieniu „Obciążalność długotrwała kabli elektroenergetycznych 0,6/1 kV 1-żyłowych **ułożonych pojedynczo w ziemi**, przeznaczonych do eksploatacji w obwodach trójfazowych przy obciążeniu symetrycznym”.
- Czytelnik pomylił się czy odkrył błąd w wydaniu I katalogu? Jeżeli firma Telefonika zreflektowała się w roku 2009, to dlaczego wydanie I katalogu bez korekty nadal jest dostępne w Internecie i bałamuci kolejnych klientów firmy? I dlaczego w wydaniu z roku 2009 przy tablicy na str. 171 firma nie podała, że zawarte w tablicy wartości obciążalności odnoszą się do obciążenia cyklicznego o średnim dobowym stopniu obciążenia $m = 0,70$? Trzeba docieklowości, aby to odkryć na str. 173, w której dla polskich warunków w gruncie o rezystywności $\rho = 1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ i temperaturze $\theta = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ współczynnik korygujący obciążalność przyjmuje neutralną wartość 1,00 właśnie przy średnim dobowym stopniu obciążenia $m = 0,70$. Identyczna tablica jest zresztą na str. 176 wydania I katalogu.
- Współczynnik korekcyjny z tytułu równoległego ułożenia trzech takich linii w poziomie, w odległości wzajemnej 7 cm, musi być przyjęty dla tych samych warunków otoczenia ($\rho = 1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, $\theta = 20 \text{ }^\circ\text{C}$) i przebiegu obciążenia ($m = 0,70$). I ten współczynnik korekcyjny przyjmuje wartość 0,75 (str. 177 w I wydaniu katalogu i str. 173 w wydaniu 2009). Zatem obciążalność cykliczna trzech linii przy średnim dobowym stopniu obciążenia $m = 0,70$ wynosi $0,75 \times 408 = 306 \text{ A}$.
- Na pytanie, ile wynosi tradycyjnie rozumiana obciążalność długotrwała tych trzech linii, odpowiedź jest prosta. Najpierw wyjściową cykliczną obciążalność $I_z = 408 \text{ A}$ przy $m = 0,70$ należy pomnożyć przez współczynnik korekcyjny 0,93, aby przejść na obciążalność długotrwałą, czyli przy średnim stopniu obciążenia $m = 1,00$ (str. 176 wyd. I oraz str. 173 wyd. 2009), a następnie uwzględnić zbliżenie trzech linii. Wynik jest następujący: $0,93 \times 0,75 \times 408 = 285 \text{ A}$.
- Średni dobowy stopień obciążenia 0,70 i współczynnik korekcyjny 0,75 z tytułu równoległego bliskiego ułożenia trzech linii nie mają nic wspólnego ze sobą, każdy z nich ma zupełnie inny sens fizyczny.

W końcowej części listu Czytelnik dopatruje się sprzeczności w podawanych w katalogu wartościach obciążalności kabli. Wskazuje, że zależnie od wybranej

ścieżki poszukiwania wyniku dla tego samego kabla w tych samych warunkach można znaleźć rozbieżne wartości, np. 408 A i 453 A, a „średniodobowe obciążenie ma wynosić 50% i równocześnie może mieć wartość 111%”.

Nieporozumienie polega na tym, że Czytelnik każdą z tych wartości traktuje jako obciążalność długotrwałą, tzn. prąd o niezmienniej wartości, który przez kabel może płynąć dowolnie długo. Tymczasem wybranej przez Czytelnika przykładowej pojedynczej linii, składającej się z jednożyłowych kabli $4 \times (\text{YAKXS } 1 \times 240 \text{ mm}^2)$ skojarzonych w trójkąt, w zwykłych dla Polski warunkach gruntowych ($\rho = 1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, $\theta = 20 \text{ }^\circ\text{C}$) można zgodnie z katalogiem Telefoniki (s. 176 i 174) przypisać następujące obciążalności:

- Obciążalność długotrwałą (przy średnim dobowym stopniu obciążenia $m = 1,0$) prądem o niezmienniej wartości $0,93 \times 408 = 379 \text{ A}$,
- Obciążalność cykliczną przy $m = 0,70$ prądem szczytowym (tylko w godzinach szczytowego obciążenia) o wartości $1,00 \times 408 = 408 \text{ A}$,
- Obciążalność cykliczną przy $m = 0,50$ prądem szczytowym (tylko w godzinach szczytowego obciążenia) o wartości $1,05 \times 408 = 428 \text{ A}$; wspomniana przez Czytelnika wartość $1,11 \times 408 = 453 \text{ A}$ dotyczy odmiennych warunków, mianowicie „minimalnej” temperatury gruntu $\theta = 5 \text{ }^\circ\text{C}$, czyli paru miesięcy zimowych.

Od kilku lat projektanci po omacku błąkają się po tablicach kolejnych edycji katalogu firmy Telefonika¹, która produkuje chyba dobre kable, ale katalogi publikuje kiepskie. To zła wizytówka firmy i nic nie pomoże uatrakcyjnianie szaty graficznej, dopóki nie poprawi się zawartości merytorycznej katalogu.

Wykryta przy okazjonalnym przeglądaniu katalogu wspomniana wyżej wpadka z błędnym nagłówkiem jednej z podstawowych tablic obciążalności kabli, podtrzymywana w Internecie bez korekty od ponad 7 lat, nie powinna się zdarzyć. W katalogu jest mnóstwo tablic i to dość złożonych, ale koncepcja układu i opis wielu z nich są tak nieporadne, że nie sposób z nich korzystać bez zdolności detektywistycznych.

Tekstów w katalogu jest niewiele, ale są niezliczone nagłówki tablic i słowne informacje w samych tablicach. Wszystkie te objaśnienia powinny być nienaganne pod względem językowym, powinny precyzyjnie przekazywać informacje techniczne przy użyciu poprawnej terminologii technicznej i bezbłędnej polszczyzny ogólnej. Pod tym względem, już na kilku stronach przywołanych w tym tekście, grzechów widać sporo, a dwa pierwsze są główną przyczyną zamieszania informacyjnego wśród użytkowników katalogu:

- W nagłówku wszystkich tablic jest napisane, że podają one obciążalność długotrwałą, co – jak wyżej wyjaśniono – jest informacją fałszywą.
- Średni dobowy stopień obciążenia, ważna wielkość charakteryzująca dobowy wykres obciążenia przy określaniu obciążalności cyklicznej kabli, w żadnym miejscu nie jest zdefiniowany ani nawet poprawnie nazwany. W tablicy *Warunki obliczeniowe* (s. 172 w wyd. I, s. 170 w wyd. 2009) figuruje pod nonsensowną nazwą *współczynnik obciążenia kabli w ziemi*. W dalszych tablicach występuje

¹ Nie lepiej jest w katalogach firmy Elpar i innych producentów.

incognito, bo napis *Współczynnik obciążalności* umieszczony tuż nad jego wartościami dotyczy raczej wartości współczynników korekcyjnych zamieszczonych w niższych wierszach tablic. Funkcją *znajdź* można odkryć nazwę *stopień obciążenia* dopiero na s. 263 (wyd. I), ale jako cechę kabla, a nie wykresu obciążenia. Przy okazji rzuca się tam w oczy nieporadność redaktora katalogu, bo blisko siebie są dwie następujące informacje: „Kable ułożone w ziemi – temperatura gruntu na głębokości ułożenia – 20 °C” (warunki syberyjskie?); „Kable prowadzone w powietrzu – temperatura otoczenia +25 °C”.

- Liczne terminy techniczne są zdeformowane, w następstwie czego niektóre mogą sugerować mylną interpretację: *Temperatura żyły roboczej na początku zwarcia*, *Gęstość 1-sekundowego prądu zwarcia*, *Dopuszczalna temperatura zwarcia*, *Temperatura dopuszczalna długotrwała żyły*.
- W niektórych tablicach widać poprawny termin *rezystywność cieplna gruntu*, ale w innych są wersje niepoprawne: *oporność cieplna właściwa gruntu* (terminologia zarzucona kilkadziesiąt lat temu), *rezystywność cieplna gleby* (w glebie sieje się zboże i sadi ziemniaki, a w gruncie posadawia się fundamenty i układa kable), *rezystancja cieplna gleby* (błąd merytoryczny). Wyrazy bliskoznaczne niekoniecznie są jednoznaczne.
- Obok poprawnego sformułowania *kable o izolacji* widuje się błędne *kable w izolacji*, co sugeruje, że gotowy kabel umieszcza się w jakiejś izolacji.
- Mylące jest sformułowanie *Uwzględnienie migracji wilgoci*, bo zapewne chodzi po prostu o uwzględnienie wysuszenia gruntu.

Projektant powinien posiadać umiejętność biegłego korzystania z tablic obciążalności kabli, ale przedtem producent kabli powinien posiadać umiejętność poprawnego redagowania katalogów i tablic obciążalności swoich kabli, bo to nie jest problem projektanta.

4. Bibliografia

1. IEC 60287-1-1:2001 Edition 1.2 Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – General.
2. IEC 60287-2-1:2001 Edition 1.1 Electric cables – Calculation of the current rating – Part 2-1: Thermal resistance – Calculation of thermal resistance.
3. IEC 60853-1:1985 Edition 1.0 Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 1: Cyclic rating factor for cables up to and including 18/30(36) kV .
4. IEC 60853-2:1989 Edition 1.0 Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages.
5. IEC 60853-3:2002 Edition 1.0 Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables – Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil.

6. IEC TR 62095:2003 Electric cables – Calculations for current ratings – Finite element method.
7. PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-52 Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Przewodowanie.
8. PN-E-81000:1971 Transformatory – Obciążalność transformatorów o naturalnym obiegu oleju.
9. DIN 57298 Teil 2/VDE 0298 Teil 2/11.79 Verwendung von Kabel und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen. Empfohlene Werte für die Strombelastbarkeit von Kabeln mit Nennspannungen U_0/U bis 18/30 kV.
10. AS/NZS 3008.1.1:2009 Electrical installations – Selection of cables – Part 1.1: Cables for alternating voltages up to and including 0.6/1 kV – Typical Australian installation conditions.
11. Haripersad P., Ehrich J.: Uprating of cable current capacity for utilities where load cycle profiles are known. Tshwane Electricity, South Africa.
12. Vaucheret P., Hartlein R. A.: Ampacity derating factors for cables buried in short segments of conduit. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, 2005, nr 2, s. 560-565.