

Wydział Elektrotechniki i Automatyki

Imię i nazwisko autora rozprawy: Seweryn Szultka
Dyscyplina naukowa: elektrotechnika

ROZPRAWA DOKTORSKA

Tytuł rozprawy w języku polskim: **Analiza obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych z wykorzystaniem zaawansowanych metod numerycznych**

Tytuł rozprawy w języku angielskim: **The analysis of the current-carrying capacity of conductors with the use of advanced numerical methods**

Promotor

podpis

dr hab. inż. Stanisław Czapp, prof. nadzw. PG

Gdańsk, rok 2019

Serdeczne Podziękowania autora rozprawy dla:

Promotora, Pana Profesora Stanisława Czappa,
za opiekę merytoryczną, cenne uwagi i sugestie oraz duże zaangażowanie.

Żonie, najbliższej Rodzinie oraz Przyjacielowi Adamowi za udzielone wsparcie.

SPIS TREŚCI

STRESZCZENIE	4
WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ	5
1. WSTĘP	7
1.1. PROBLEMATYKA BADAWCZA	7
1.2. CEL ROZPRAWY DOKTORSKIEJ	8
1.3. TEZA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ	9
1.4. STRUKTURA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ	9
2. AKTUALNY STAN WIEDZY I JEGO OCENA	10
3. OMÓWIENIE PODSTAW TEORETYCZNYCH	19
4. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU BADAWCZEGO	36
5. OPIS MODELU NUMERYCZNEGO	38
6. ANALIZA OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH DLA UŁOŻENIA GRUNT – POWIETRZE	45
7. WPŁYW WARUNKÓW ZEWNĘTRZNYCH ORAZ SPOSOBÓW UŁOŻENIA PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W POWIETRZU NA ICH OBCIĄŻALNOŚĆ PRĄDOWĄ DŁUGOTRWAŁĄ	64
8. ZWIĘKSZENIE OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH PRZEZ ZASTOSOWANIE EFEKTU KOMINOWEGO	79
9. PODSUMOWANIE I WNIOSKI	90
BIBLIOGRAFIA	92
SPIS TABEL	97
SPIS RYSUNKÓW	98
SPIS ZAŁĄCZNIKÓW	101

STRESZCZENIE

Niniejsza rozprawa doktorska przedstawia analizę obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych na przykładzie linii kablowej niskiego napięcia YKY 35 mm². Analizę obciążalności przeprowadzono w programie ANSYS Fluent, wykorzystującym numeryczną mechanikę płynów (ang. *Computational Fluid Dynamics, CFD*). W analizach obciążalności prądowej długotrwałej przewodów (kabli) elektroenergetycznych uwzględniono następujące czynniki: prędkość i kierunek wiatru, wpływ promieniowania słonecznego, geograficzny kierunek ułożenia przewodów elektroenergetycznych, rezystywność cieplną gruntu oraz wybrane sposoby ułożenia przewodów elektroenergetycznych. W badaniach rozpatrzono ułożenie przewodów elektroenergetycznych w gruncie oraz w powietrzu.

Rozprawa zawiera omówienie podjętej tematyki, w tym szeroki przegląd literatury, omówienie podstaw teoretycznych związanych z wymianą ciepła, opis modelu numerycznego przewodów, wyniki symulacji oraz wnioski. Wykazano, że prędkość i kierunek wiatru oraz nasłonecznienie mają kluczowy wpływ na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych. Zaproponowano metodę poprawy obciążalności prądowej długotrwałej linii kablowej narażonej na działanie promieniowania słonecznego. Metoda ta wykorzystuje intensyfikację konwekcji swobodnej, która zachodzi w rurze osłonowej odpowiednio skoordynowanej z umieszczonym w niej przewodzie (kablem). Powstaje wtedy tzw. efekt kominowy związany z różnicą gęstości powietrza spowodowaną różnicą temperatur: powietrza w rurze osłonowej (analogia komina) oraz otaczającego powietrza. W wyniku zastosowania tego typu rozwiązania uzyskano poprawę/zwiększenie obciążalności prądowej długotrwałej przewodu (kablem) elektroenergetycznego nawet o około 30% w porównaniu z jego obciążalnością dla ułożenia w powietrzu, gdy nie występuje nagrzewanie promieniowaniem słonecznym. Przeprowadzone analizy tej intensyfikacji konwekcji swobodnej wykazują istnienie średnicy rury osłonowej, dla której konwekcyjna wymiana ciepła pomiędzy przewodem (kablem) a otoczeniem jest najefektywniejsza.

WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ

- I_z – obciążalność prądowa długotrwała, A,
 H_o – stała słoneczna, W/m^2 ,
 φ – szerokość geograficzna, °,
 σ – współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego, -,
 R – rezystancja żyły roboczej przy przepływie prądu przemiennego, Ω/m ,
 $\sigma_{i,j}$ – naprężenia normalne, Pa,
 τ – naprężenia styczne, Pa,
 μ – współczynnik lepkości dynamicznej, Pa·s,
 ν – współczynnik lepkości kinematycznej, m^2/s ,
 d_e – średnica zewnętrzna przewodu elektroenergetycznego, m,
 r_e – promień zewnętrzny przewodu elektroenergetycznego, m,
 d_w – średnica żyły roboczej przewodu elektroenergetycznego, m,
 ρ_g – rezystywność cieplna gruntu, $K\cdot m/W$,
 v_w – prędkość wiatru, m/s,
 v – prędkość, m/s,
 d_h – wymiar charakterystyczny, m,
 A – powierzchnia, m^2 ,
 p – ciśnienie, Pa,
 λ – przewodność cieplna, $W/m\cdot K$,
 α – współczynnik przejmowania ciepła, W/m^2K ,
 h_r – wysokość rury osłonowej, m,
 Φ_r – średnica wewnętrzna rury osłonowej, m,
 A_L – wysokość słońca, °,
 T_w – temperatura powierzchni, K,
 T_∞ – temperatura płynu, K,
 q_c – gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła, W/m^2 ,
 q_r – gęstość radiacyjnego strumienia ciepła, W/m^2 ,
 q_j – gęstość strumienia ciepła Joule'a, W/m^2 ,
 q_s – gęstość strumienia ciepła promieniowania słonecznego, W/m^2 ,
 q_α – gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła na podstawie współczynnika α , W/m^2 ,
 g – przyspieszenie ziemskie, m/s^2 ,
 β – współczynnik objętościowej rozszerzalności płynu, K^{-1} ,
 c_p – ciepło właściwe przy stałym ciśnieniu, $J/kg\cdot K$,
 α_t – temperaturowy współczynnik rezystancji, K^{-1} ,



\dot{m} – masowe natężenie przepływu, kg/s,

f – współczynnik tarcia, -,

z – współczynnik strat tarcia, -,

1. WSTĘP

1. 1. PROBLEMATYKA BADAWCZA

Obciążalność prądowa długotrwała przewodów elektroenergetycznych jest ważnym parametrem eksploatacyjnym zarówno sieci przesyłowych, jak i dystrybucyjnych. Obciążalność ta jest miarą przepustowości linii elektroenergetycznych, w tym także linii kablowych niskiego napięcia bezpośrednio związanych z odbiorcami energii elektrycznej. Wielkość ta informuje o maksymalnej wartości natężenia prądu elektrycznego, płynącego przez przewód elektroenergetyczny, która nie spowoduje uszkodzenia cieplnego izolacji na skutek przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwale. Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, coraz większa liczba źródeł wytwórczych zintegrowanych z systemem elektroenergetycznym w ramach odnawialnych źródeł energii skutkuje wzrostem szczególnego zainteresowania nad możliwościami zwiększenia przepustowości linii elektroenergetycznych. Obciążalność prądowa długotrwała (br. ang. *current-carrying capacity*, am. ang. *ampacity*) przewodów elektroenergetycznych zależy głównie od: konstrukcji przewodów, sposobu ich ułożenia oraz warunków otoczenia. Wpływ każdego z tych czynników na obciążalność prądową długotrwałą przewodów i kabli elektroenergetycznych jest określona w normach IEEE oraz IEC [1]–[5]. Normy te uwzględniają poszczególne czynniki wybiórczo i nie odnoszą się do całości zjawisk faktycznie występujących w instalacjach elektroenergetycznych. Wskazane normy nie uwzględniają między innymi wpływu: zmiennej prędkości i kierunku wiatru, zmiennego nasłonecznienia, geograficznej orientacji przewodów, a także wielu innych czynników mających wpływ na obciążalność prądową długotrwałą przewodów i kabli elektroenergetycznych. Wskazane normy opierają się na metodzie obliczeniowej Nehera-McGrath'a z 1957 r. [6]. Metoda ta jest jednak mało dokładna [7]. W związku z tym rzetelną wiedzę na temat obciążalności prądowej długotrwałej można osiągnąć przez badania doświadczalne oraz analizę numeryczną. Jak podaje literatura [8]–[10], obliczenia numeryczne stanów cieplnych przewodów elektroenergetycznych z użyciem dedykowanego oprogramowania ma coraz większe znaczenie, a postanowienia wspomnianych norm służą tylko potwierdzeniu wyników uproszczonego modelowania numerycznego.



Aby uzupełnić lukę występującą w normach i literaturze, przeanalizowano wpływ następujących czynników na obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych:

- prędkości oraz kierunku wiatru w stosunku do osi przewodów,
- zmiennego natężenia promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię przewodów,
- geograficznej orientacji przewodów elektroenergetycznych,
- konwekcyjnego efektu kominowego, dzięki któremu można zwiększyć obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych umieszczonych w powietrzu.

Badania symulacyjne przeprowadzono na przykładzie kabli elektroenergetycznych niskiego napięcia (YKY 35 mm²) umieszczonych w gruncie/powietrzu.

Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych z wykorzystaniem oprogramowania ANSYS Fluent® otrzymano wyniki, które szeroko przedstawiają wpływy wspomnianych warunków otoczenia oraz ułożenia na obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych.

Badania zrealizowane w ramach pracy doktorskiej określają charakter i intensywność zjawisk fizycznych występujących podczas nagrzewania/chłodzenia przewodów elektroenergetycznych. Wiadomości te stanowią uzupełnienie wiedzy dotyczącej obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych umieszczonych głównie w powietrzu. Znajomość rzeczywistych warunków eksploatacji przewodów elektroenergetycznych pozwala na uniknięcie błędów projektowych i w efekcie wpłynie na zwiększenie niezawodności i bezpieczeństwa instalacji elektroenergetycznych [11], [12]. Przeprowadzone badania mają także charakter uniwersalny, ponieważ odnoszą się do zmiennych warunków otoczenia, które mogą odwzorowywać otoczenie przewodów elektroenergetycznych umieszczonych w różnych miejscach na świecie (m.in. przy zmiennej wietrzności, innym natężeniu promieniowania słonecznego itp.).

1.2. CEL ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Pierwszym celem jest opracowanie modeli cieplnych przewodów elektroenergetycznych. Drugim celem jest analiza i ocena obciążalności prądowej



długotrwałej przewodów w różnych warunkach otoczenia oraz przy różnym sposobie ich ułożenia. Na podstawie tych analiz możliwe będzie osiągnięcie trzeciego celu – opracowanie metody poprawy obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych.

1.3. TEZA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Aktualne przepisy i normy dotyczące wyznaczania obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych w powietrzu nie uwzględniają wystarczająco szeregu czynników wpływających na tę obciążalność (m.in. nasłonecznienia, prędkości wiatru, a także niektórych sposobów ułożenia przewodów), co w pewnych przypadkach może prowadzić do uszkodzenia cieplnego izolacji przewodów. Zastosowanie numerycznej mechaniki płynów pozwala na zaawansowane modelowanie procesów wymiany ciepła i wyznaczenie tej obciążalności z uwzględnieniem różnorodnych czynników zewnętrznych.

1.4. STRUKTURA ROZPRAWY DOKTORSKIEJ

Rozprawa doktorska zawiera 9 rozdziałów oraz ponadto: streszczenie, wykaz ważniejszych oznaczeń, spis treści, bibliografię, spis rysunków, spis tabel oraz załączniki.

We wstępie (rozdział pierwszy) określono problematykę badawczą, cel oraz tezę rozprawy. Rozdział drugi zawiera przegląd literatury wraz z krytyczną jej oceną. W rozdziale trzecim omówiono podstawy teoretyczne, na których oparto badania. Rozdział czwarty zawiera sformułowanie problemu badawczego. Rozdział piąty zawiera omówienie zastosowanego modelu numerycznego. Rozdział szósty zawiera analizę obciążalności prądowej długotrwałej przykładowej linii kablowej dla ułożenia grunt – powietrze. W rozdziale siódmym przedstawiono wpływ warunków zewnętrznych oraz sposobów ułożenia przewodów i kabli elektroenergetycznych na ich obciążalność prądową długotrwałą. Rozdział ósmy przedstawia możliwość zwiększenia obciążalności prądowej długotrwałej przewodów i kabli elektroenergetycznych z wykorzystaniem tzw. efektu kominowego. Rozdział dziewiąty zawiera podsumowanie oraz wnioski.

2. AKTUALNY STAN WIEDZY I JEGO OCENA

Obciążalność prądowa długotrwała przewodów elektroenergetycznych to najwyższa wartość skuteczna prądu elektrycznego trwale płynącego przez przewody elektroenergetyczne i nie wywołująca w nich przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwanie określonej dla izolacji tych przewodów [4]. Jest to jeden z najistotniejszych parametrów linii elektroenergetycznych, a jego właściwe wyznaczenie jest istotne z kilku powodów, zarówno natury technicznej, jak i ekonomicznej. Jeżeli przekrój poprzeczny przewodów linii elektroenergetycznej został dobrany na podstawie kryterium obciążalności prądowej długotrwałej, która została wyznaczona niepoprawnie, to możliwe jest uszkodzenie cieplne tej linii, czy też przeciwnie, linia nie będzie w pełni obciążona. Niedociążona linia elektroenergetyczna jest przyczyną wydłużenia się okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych związanych z budową tej linii [13]. Uszkodzenie cieplne na skutek przeciążenia linii elektroenergetycznych ogranicza jej trwałość, a także zmniejsza jej niezawodność i bezpieczeństwo.

Istnieje kilka sposobów wyznaczenia obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych, przy czym wyróżnia się obciążalność statyczną oraz obciążalność dynamiczną [14]. Badania nad dynamiczną obciążalnością prądową linii elektroenergetycznych rozpoczęły się w latach 70. XX wieku w Stanach Zjednoczonych, po czym badania rozpoczęli Europejczycy. Obciążalność dynamiczna (ang. *Dynamic Line Rating, DLR*) wykorzystuje aktualnie panujące warunki atmosferyczne, które w bardzo istotny sposób wpływają na zdolności przesyłowe przewodów elektroenergetycznych oraz są zmienne w czasoprzestrzeni. Dynamiczna obciążalność prądowa to technika, która w stosunkowo szybki sposób może zwiększać lub zmniejszać obciążalność prądową przewodów elektroenergetycznych. Aktualne warunki atmosferyczne bezpośrednio wpływają na temperaturę przewodów, zatem dla określenia dynamicznej obciążalności prądowej linii elektroenergetycznych korzysta się z pomiaru temperatury przewodów czy też naciągu lub zwisu w przypadku linii napowietrznych [15]–[21]. Ze względu na liczne utrudnienia w pomiarze temperatury przewodów, wymaga się dużej dbałości związanej z jakością tych pomiarów [22]. Dynamiczna obciążalność prądowa linii elektroenergetycznych może także zostać określona na podstawie prognoz warunków atmosferycznych panujących na obszarze zajęтым przez linie elektroenergetyczne. W takich rozwiązaniach prognoza pogody opiera się



na zastosowaniu numerycznego modelu prognozowania, w którym błędy prognozowania wynikają z niepewności obserwacji oraz przyjętych parametrów numerycznego modelowania, tj. dynamiki procesu, stopnia dyskretyzacji, fizycznej parametryzacji czy też rozdzielczości siatki obliczeniowej. Konieczne jest zatem użycie dużych mocy obliczeniowych komputerów dokonujących obliczeń numerycznych oraz nadzorujących pracę całego układu *DLR*. Z tych względów zastosowanie tego rodzaju rozwiązań ma miejsce przy bardzo ważnych liniach elektroenergetycznych.

Biorąc pod uwagę właściwości i wyposażenie systemu elektroenergetycznego, zastosowanie techniki dynamicznej obciążalności prądowej jest możliwe dzięki ulepszeniom w bieżącym monitorowaniu oraz technologiach komunikacyjnych. Zatem zastosowanie tego rodzaju rozwiązania jest możliwe przy znacznym zwiększeniu udziału wszystkich podmiotów tworzących system elektroenergetyczny, co pozwoli na uzyskanie możliwych wymiernych korzyści: eliminacji ograniczeń projektowych, brak konieczności rozbudowy/modernizacji już istniejących linii elektroenergetycznych czy poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy torów prądowych. Biorąc pod uwagę zalety i wady tej techniki, a w szczególności wysokie koszty [23], można stwierdzić, że jej użycie jest uzasadnione dla sieci typu Smart Grid, dla których obciążalność prądowa będzie wynikała tylko z fizycznych ograniczeń linii przy zachowaniu najistotniejszych czynników: bezpieczeństwa i niezawodności [24].

Wyznaczenie statycznej obciążalności prądowej długotrwałej linii elektroenergetycznej opiera się na przyjęciu określonych, niezmiennych w czasie warunków otoczenia. Przyjmuje się warunki najbardziej niekorzystne, które mogą rzeczywiście wystąpić na danym obszarze, w którym linia elektroenergetyczna jest projektowana. W dalszej kolejności są to warunki ułożenia linii elektroenergetycznej oraz temperatura dopuszczalna długotrwałe. Uwzględniając powyższe, wyznacza się obciążalność prądową długotrwałą dla danego typu przewodu elektroenergetycznego. W praktyce projektowej powszechnie wyznacza się statyczną obciążalność prądową długotrwałej linii elektroenergetycznych. Badania prowadzone nad określeniem statycznej obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych mają swój początek w latach 20. XIX wieku [8]. Badania wykonywane w tamtym okresie oparte były na pomiarach i założeniach, które, jak okazuje się w obecnym czasie, w istotny sposób wpływały na wyznaczenie obciążalności prądowej, a stanowiły znaczne uproszczenie powodujące dużą niedokładność wyników. W związku z tym badania

nad obciążalnością prądową długotrwałą prowadzone są nadal, a obecnie stosowane metody badań dają podstawę do bardziej precyzyjnych wyników.

W niniejszej pracy zdecydowano się na analizę linii kablowej niskiego napięcia. Przyczyn wyboru tego typu linii elektroenergetycznej jest wiele. Po pierwsze coraz częściej linie napowietrzne zastępowane są liniami kablowymi [25], ze względów estetycznych, jak i infrastrukturalnych, dotyczących urbanizacji terenów. Po drugie, biorąc pod wzgląd statystyki dotyczące linii kablowych niskiego i średniego napięcia można stwierdzić, że sieci średniego napięcia składają się w 76% z linii napowietrznych, a w 24% z kablowych. W przypadku sieci niskiego napięcia linie napowietrzne stanowią 70% sieci, a reszta to linie kablowe [26]. Jak widać, linie kablowe zarówno średniego napięcia, jak i niskiego napięcia stanowią wyraźnie mniejszy odsetek niż linie napowietrzne, ale obecnie można zauważyć tendencję do rozbudowy infrastruktury energetycznej z uwzględnieniem w pierwszej kolejności możliwości instalowania linii kablowych. Ma to związek z większą niezawodnością pracy tych linii, estetyką infrastruktury energetycznej oraz coraz niższym kosztem budowy linii kablowych. Należy spodziewać się, że ze wspomnianych względów udział linii kablowych w sieciach elektroenergetycznych, w szczególności niskiego napięcia, będzie wzrastał. W związku z mniejszą liczbą linii kablowych w porównaniu z liniami napowietrznymi, istnieje mniejsza liczba badań i publikacji nad obciążalnością prądową długotrwałą linii kablowych niskiego napięcia [27], mimo że w wielu miejscach na świecie zastosowanie jednożyłowych kabli elektroenergetycznych jest powszechne [28]. Powszechne jest także stosowanie kabli elektroenergetycznych o izolacji polwinitowej (PVC) [29], które także są przedmiotem rozważań zawartych w rozprawie.

Obciążalność przewodów i kabli jest omawiana głównie w trzech normach. Norma PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Oprzewodowanie [4] prezentuje zestawienie obciążalności prądowych długotrwałych różnego typu przewodów elektroenergetycznych niskiego napięcia w różnych konfiguracjach ich ułożenia, często przy zastosowaniu multiplikatywnych współczynników określających obciążalność prądową. Na uwagę zasługuje jednak fakt, że twórcy tej normy w niewystarczający sposób ocenili wpływ warunków zewnętrznych (w szczególności promieniowania słonecznego oraz wiatru) na obciążalność prądową długotrwałą. W punkcie 522.11 wspomnianej normy podano tylko, że w przypadku znacznego

promieniowania słonecznego należy dobrać odpowiednie okablowanie lub zapewnić ochronę przed promieniowaniem dla takiej instalacji. W podobny sposób został opisany wpływ wiatru na obciążalność prądową długotrwałą przewodów elektroenergetycznych. Norma IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 2: Thermal Resistance – Section 1: Calculation of the Thermal Resistance, IEC Standard 60287-2-1, 1994–12 [2] przedstawia sposób wyliczenia rezystancji cieplnej poszczególnych części przewodów zarówno z uwzględnieniem promieniowania słonecznego oraz bez jego udziału, a także pozwala na wielowariantowe wyliczenia obciążalności przewodów ułożonych w gruncie. Jednakże norma ta nie uwzględnia wpływu prędkości i kierunku wiatru na obciążalność prądową długotrwałą przewodów [30], [31]. Kolejna norma, IEEE Standard Power Cable Ampacity Tables [5], także przedstawia dane dotyczące obciążalności prądowych długotrwałych przewodów elektroenergetycznych, jednak wskazano tylko wybiórcze warunki otoczenia, w oparciu o które została wyznaczona obciążalność prądowa. W przypadku kabli elektroenergetycznych umieszczonych w powietrzu, które jest w bezruchu, jako warunki zewnętrzne wpływające na obciążalność prądową długotrwałą przyjmuje się temperaturę powietrza równą 40°C oraz nie uwzględnia się wówczas promieniowania słonecznego i wiatru.

Wskazane normy dotyczące obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych, bazują na analitycznej metodzie obliczeniowej Neher'a-McGrath'a opublikowanej w 1957 roku [6], [32], [33]. Metoda ta jest podsumowaniem i rozwinięciem całości prac związanych z określeniem obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych do lat 60. XX wieku. Mając na uwadze ówczesne możliwości obliczeniowe, metoda Neher'a-McGrath'a oparta jest na wielu założeniach i uproszczeniach, a przyjęte w metodzie współczynniki wpływające na wartość obciążalności prądowej często wyznaczone są w sposób empiryczny [7], [34]. Warto nadmienić, że założeniem w metodzie Neher'a-McGrath'a jest równomierny, poosiowy i radialny transfer ciepła wokół przewodów elektroenergetycznych na całej ich długości, co w dalszej części pracy zostanie udowodnione jako zbyt daleko idące uproszczenie. Francisco de León, (profesor Uniwersytetu w Nowym Yorku) jako uznany badacz w dziedzinie obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych twierdzi, że metoda Neher'a-McGrath'a bazuje na metodach heurystycznych [32]. Wnioskując na podstawie licznej literatury, można wskazać, że dane zawarte we wskazanych normach nie odnoszą się do rzeczywistych warunków eksploatacji linii

elektroenergetycznych, w związku z czym obciążalności prądowe wyznaczone na podstawie norm są rozbieżne w porównaniu z obciążalnościami pozyskanymi na podstawie doświadczeń oraz obliczeń numerycznych [12], [28], [30], [31], [35]–[42]. Część naukowców uznaje, że przedstawione normy służą jedynie do wyznaczenia w sposób uproszczony obciążalności prądowej przewodów elektroenergetycznych [7], [8], [10], [12], [39], [43]. Zastosowanie numerycznej mechaniki płynów (ang. *Computational Fluid Dynamics, CFD*) pozwala na dokładniejszą oraz bardziej kompleksową analizę obciążalności prądowej długotrwałej przewodów w porównaniu z analitycznymi wynikami pozyskanymi w oparciu o normy [7], [22], [29], [32], [36], [39], [44]–[46]. Jest to szczególnie istotne w przypadku skomplikowanych sposobów ułożenia czy warunków otoczenia. Jako istotny argument należy w tym miejscu przedstawić publikację *Power Cable Rating Calculations — A Historical Perspective* [8], w której autorzy dokonali przeglądu metod wyznaczania obciążalności prądowej kabli elektroenergetycznych począwszy od XIX wieku. W istocie stwierdzono, że proces udoskonalania obliczeń obciążalności prądowej jest ciągły i trwa od początku badań nad obciążalnością prądową, a w obecnych czasach skupia się głównie nad badaniami eksperymentalnymi oraz badaniami numerycznymi, które mają coraz większe znaczenie przez eliminację ograniczeń związanych z podejściem analitycznym. Wykorzystanie programów komputerowych do tego celu jest nowoczesnym sposobem badań obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych, a postanowienia norm wykorzystujące metodę Neher’a-McGrath’a służą do weryfikacji modelowania numerycznego w przypadku nieskomplikowanych instalacji elektroenergetycznych.

Autorzy publikacji [46], [47] dokonali analizy wpływu kierunku i prędkości wiatru na obciążalność prądową długotrwałą przewodów, jednakże analiza ta dotyczy jedнопrowodowej linii napowietrznej. Z kolei autor publikacji [48] przedstawia analizę obciążalności prądowej linii napowietrznej pod kątem wpływu prędkości wiatru i nasłonecznienia w oparciu o wzory analityczne, jednak nie uwzględnia wpływu kierunku wiatru na obciążalność prądową. Zawarta w niniejszej rozprawie analiza wpływu obu tych czynników na obciążalność dotyczy linii kablowej trójprzewodowej 3 x YKY 35 mm² i jest bardziej ogólnym przypadkiem w porównaniu z analizami zawartymi w publikacji [46], [47]. W artykułach [36]–[38] autorzy przedstawili stanowisko, że wyznaczenie obciążalności prądowej przewodów ułożonych w poziomych kanałach, na podstawie grupy norm IEC 60287,

jest obarczone błędem i zaproponowali zależności na obliczenie tej obciążalności. W wyliczeniach analizowano kanały o różnych wymiarach nie dokonując optymalizacji wymiarów kanału ze względu na wartość obciążalności prądowej, co zostało przedstawione w niniejszej pracy. Artykuł [33] przedstawia wpływ wielu czynników na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych w powietrzu, między innymi wpływ prędkości wiatru, ale bez uwzględnienia jego kierunku w stosunku do osi kabla. W artykule tym zawarta jest analiza wpływu promieniowania słonecznego na wartość obciążalności bez dokładnego opisu modelu promieniowania. Artykuł ten przedstawia także wpływ wentylacji przewodów na ich obciążalność prądową, jednakże warunki tego procesu nie zostały jednoznacznie określone. W rozprawie doktorskiej [49] zauważono, że w przypadku pionowego, wielowarstwowego ułożenia przewodów, warunki wymiany ciepła są gorsze niż dla ich poziomego ułożenia, co jest też przedmiotem badań zawartych w niniejszej rozprawie, ale w nieco innym ujęciu. Wielu badaczy podejmowało analizę zagadnień związanych z zwiększaniem obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych różnymi sposobami. Jednym ze sposobów zwiększenia obciążalności prądowej, w szczególności w instalacjach niskiego napięcia, jest wprowadzenie dodatkowych, równoległych przewodów jednożyłowych. Jak wynika z artykułów [25], [28], [50]–[60], zastosowanie tego rodzaju rozwiązania jest kłopotliwe ze względu na nierównomierny rozkład obciążenia w przewodach połączonych równolegle, co jak podkreślają badacze, stanowi ryzyko przegrzania izolacji przewodów i tym samym skrócenia czasu ich eksploatacji. Zjawisko nierównomiernego obciążenia przewodów może dochodzić nawet do 100%. W związku z tym próbuje się znaleźć takie sposoby ułożenia przewodów równolegle połączonych, aby wyrównać rozkład obciążenia pomiędzy przewodami. Na podstawie wyników umieszczonych w artykule [42] można stwierdzić, że w przypadku analiz przewodów wielowiązkowych, obciążalności prądowe otrzymane na podstawie grupy norm IEC 60287 są zawyżone w porównaniu z obliczeniami numerycznymi oraz danymi eksperymentalnymi. W publikacji [61] przedstawiono szeroką analizę wpływów kierunku i prędkości wiatru, gdzie zauważono, że w przypadku przepływu równoległego powietrza z osią przewodu, może dojść do przegrzania izolacji. Wyniki zawarte w artykule oparte są na kodzie obliczeniowym zbieżnym z normą IEEE 738-2006 [62]. Autorzy artykułu [63] słusznie zauważyli, że promieniowanie nie może zostać pominięte w dokładnych analizach stanu cieplnego zarówno układów wysokotemperaturowych, jak i niskotemperaturowych, przy czym badania eksperymentalne tych zjawisk są kosztowne i czasochłonne. Naprzeciw

temu wychodzi zastosowanie modeli promieniowania zaimplementowanych w solverach numerycznych. Autorzy artykułu [64] przedstawili sposób obliczenia temperatury przewodów w stanie ustalonym przy pomocy algorytmu genetycznego, jednak metoda ta ze względu na swoje ograniczenia może być zastosowana tylko w prostych układach. Potrzeba chłodzenia urządzeń elektrycznych jest znana i szeroko badana. Głównie wyróżnia się pasywne oraz aktywne (wymuszone) systemy chłodzenia [65], [66]. Niewątpliwą zaletą systemów pasywnych jest brak konieczności doprowadzenia energii z zewnątrz w celu chłodzenia. W przypadku aktywnych systemów chłodzenie jest efektywniejsze, ale przy udziale energii z zewnątrz [67]. Zwiększanie obciążalności prądowej urządzeń elektrycznych z udziałem pasywnych systemów chłodzenia opisane jest w artykułach [68]–[74]. Rozważania na ten temat oparte są na analizie stanu termodynamicznego urządzeń. Pasywne chłodzenie zachodzi dzięki wykorzystaniu zjawiska konwekcji naturalnej/swobodnej. Istotna jest wtedy geometria układu oraz warunki początkowe, a przepływ charakteryzują liczby: Nusselta Nu , Grashofa Gr , Prandtla Pr . Obliczenia tych stanów przeprowadza się numerycznie. Jak podano w publikacji [75], obliczenia numeryczne konwekcji w kanałach są czasochłonne, a ograniczenie domeny obliczeniowej do wymiarów kanału ze względu na moc i czas obliczeń może doprowadzić do błędnych wyników [76]. Artykuł [77] podaje, że w przypadku analiz konwekcyjnej wymiany ciepła wpływ warunków początkowych jest bardziej istotny niż wpływ warunków brzegowych. W analizie zawartej w artykule [78] stwierdzono, że na strukturę przepływu wewnątrz kanału ma wpływ połączenie siły wyporu oraz geometrii wlotu. Potwierdza to także artykuł [79], gdzie podkreślono, że siła wyporu ma decydujący wpływ na pole przepływu i temperatury. W przypadku powietrza, dla którego liczba Prandtla wynosi średnio $Pr = 0,7$, siła wyporu dominuje nad siłami lepkości, co przedstawiają wyniki analiz zawarte w [80]. W istocie pasywne chłodzenie przewodów/urządzeń elektroenergetycznych może odbywać się z wykorzystaniem tzw. efektu kominowego. W praktyce badania eksperymentalne nad efektem kominowym są rzadkie ze względu na wysoki koszt oraz trudności w pomiarach, natomiast na sam efekt wpływ mają wysokość i średnica komina oraz liczba Prandtla [81]–[84]. Autorzy artykułu [85] skupili się na badaniu wpływu zastosowania rury osłonowej do ograniczenia natężenia pola magnetycznego wokół przewodów ułożonych poziomo oraz zwiększenia obciążalności prądowej przez konwekcyjne chłodzenie. Autorzy artykułu [86] podają, że dla wystarczająco dużego natężenia pola magnetycznego zachodzi efekt osłabienia konwekcyjnej wymiany ciepła, co w przypadku kabli elektroenergetycznych

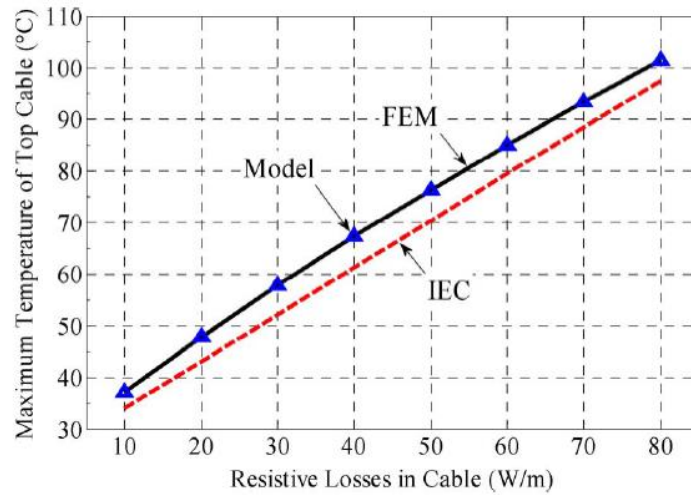
jest pomijalne, ze względu na to, że wartość indukcji elektromagnetycznej wokół nich jest mniejsza niż $100 \mu T$.

Według wyników badań zamieszczonych w publikacji [87], przepływ turbulentny powietrza może zwiększyć współczynnik przejmowania ciepła nawet o 50% w porównaniu z przepływem laminarnym.

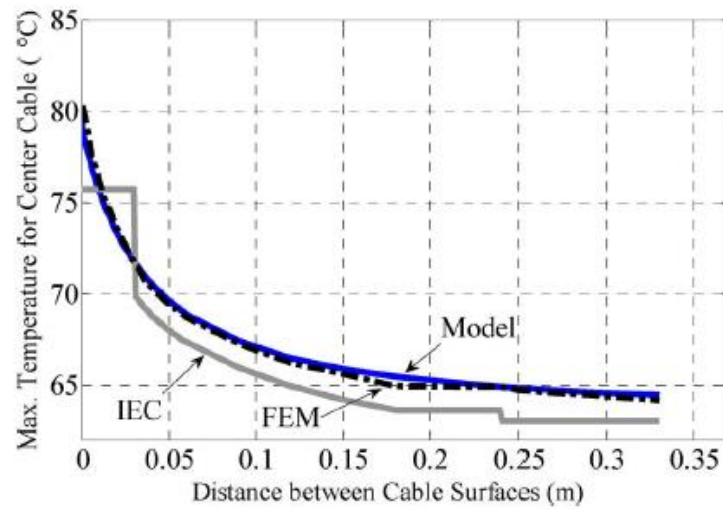
Norma IEC 62095 [88] opisuje wyznaczanie obciążalności prądowej długotrwałej przewodów elektroenergetycznych wykorzystując metodę elementów skończonych. Norma ta dedykowana jest głównie przewodom elektroenergetycznym umieszczonym w gruncie. W literaturze dużo miejsca poświęca się analizom numerycznym obciążalności prądowej długotrwałej. Argumentem stanowiącym podstawę do tych analiz jest fakt, że obciążalności prądowe zawarte w tablicach norm są aproksymowane, a wyniki uzyskane na podstawie obliczeń numerycznych są dokładniejsze i pozwalają na uniknięcie błędów projektowych [29], [40]. W tym miejscu można także zauważyć, że istotą modelowania numerycznego jest alternatywna rezygnacja z badań doświadczalnych obciążalności prądowej długotrwałej, które należałoby wykonać dla wszystkich przekrojów i typów przewodów elektroenergetycznych, co byłoby niepraktyczne i czasochłonne [7].

W publikacjach odnotowane są przypadki, w których dla niekorzystnych warunków otoczenia (duże nasłonecznienie, wysoka temperatura, brak wiatru) oraz wybranych sposobów ułożenia, występuje ryzyko przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwałe [10]–[12], [89], [90]. W artykule [91] zastosowano wzory do obliczenia mocy cieplnej docierającej do przewodów elektroenergetycznych w wyniku promieniowania słonecznego, w zależności od pozycji słońca oraz parametrów atmosfery, jednak podane zależności nie odnoszą się do mocy cieplnej dostarczanej do przewodów wg geograficznych kierunków ich ułożenia, co zostało przedstawione w rozprawie.

Dokonując analizy obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych w powietrzu, badacze stwierdzili, że zastosowanie normy IEC 60287 [2] do obliczenia temperatury przewodów prowadzi do kilkustopniowych rozbieżności w porównaniu z badaniami numerycznymi i eksperymentem, co przedstawiają rysunki 1 i 2.



Rysunek 1. Porównanie temperatur przewodów wyznaczonych w modelu laboratoryjnym, symulacji FEM oraz wg normy IEC 60287-2-1 [41]



Rysunek 2. Porównanie temperatur przewodów wyznaczonych w modelu laboratoryjnym, symulacji FEM oraz wg normy IEC 60287-2-1 [41]

3. OMÓWIENIE PODSTAW TEORETYCZNYCH

Obciążalność prądowa długotrwała I_z przewodów i kabli¹ elektroenergetycznych ułożonych w gruncie wyznaczona na podstawie norm IEC 60287 [1], [2] przedstawia się zależnością:

$$I_z = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d[0,5 \cdot T_1 + n_c \cdot (T_2 + T_3 + T_4)]}{R \cdot T_1 + n_c \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n_c \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)}} \quad (1)$$

gdzie:

$\Delta\theta$ – dopuszczalny wzrost temperatury przewodu ponad temperaturę otoczenia, K,

W_d – straty dielektryczne w przeliczeniu na fazę, W/m,

T_1 – rezystancja cieplna pomiędzy żyłą roboczą a izolacją/powłoką, (K·m)/W,

T_2 – rezystancja cieplna pomiędzy izolacją/powłoką a żyłą, (K·m)/W,

T_3 – rezystancja cieplna zewnętrznej części kabla (najczęściej powłoka PVC), (K·m)/W,

T_4 – rezystancja cieplna otaczającego medium, (grunt/wypełnienie kontrolowane), (K·m)/W,

n_c – liczba żył roboczych w kablu, -,

R – rezystancja żyły roboczej przy przepływie prądu przemiennego dla temperatury dopuszczalnej długotrwałe, Ω/m ,

λ_1 – współczynnik określający straty mocy w metalowej powłoce w stosunku do strat całkowitych w żyłę roboczej, -,

λ_2 – współczynnik określający straty mocy w metalowej żyły powrotnej w stosunku do strat całkowitych w żyłę roboczej, -.

W przypadku kabli elektroenergetycznych umieszczonych w powietrzu i narażonych na oddziaływanie promieniowania słonecznego, zależność na obciążalność prądową długotrwałą przybiera postać:

¹ Zgodnie z międzynarodowym słownikiem terminologicznym IEC (IEC ref 151-12-38) termin *cabl*e oznacza *przewód izolowany, kabel*. W dalszej części rozprawy termin kabel elektroenergetyczny jest stosowany zamiennie z terminem przewód elektroenergetyczny.

$$I_z = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d[0,5 \cdot T_1 + n_c \cdot (T_2 + T_3 + T_4^*)] - \sigma \cdot d_e \cdot H \cdot T_4^*}{R \cdot T_1 + n_c \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n_c \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4^*)}} \quad (2)$$

gdzie:

T_4^* – rezystancja cieplna powietrza z uwzględnieniem promieniowania słonecznego, (K·m)/W,

σ – współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego zewnętrznej powierzchni kabla elektroenergetycznego, - ,

d_e – zewnętrzna średnica kabla, mm,

H_0 – natężenie promieniowania słonecznego (typowa wartość dla obliczeń: 1000 W/m²), W/m²,

Chcąc wyznaczyć obciążalność prądową przewodów/kabli ułożonych w powietrzu w oparciu o wzór (2) należy zgodnie z normami [1], [2] założyć/wyznaczyć wiele współczynników (często określonych w sposób iteracyjny lub graficzny). Dotyczy to w szczególności wyznaczenia rezystancji cieplnej powietrza T_4^* , gdzie współczynniki wpływające na jej wartość wyznacza się we wspomniany sposób.

Znacznie bardziej dokładne w obliczeniach obciążalności prądowej długotrwałej przewodów lub kabli elektroenergetycznych jest zastosowanie numerycznej mechaniki płynów w celu analizy ich stanu cieplnego i tym samym określenia obciążalności prądowej.

Bilans cieplny przewodów elektroenergetycznych w stanie ustalonym można zapisać następującym równaniem:

$$q_c + q_r = q_s + q_l \quad (3)$$

gdzie:

q_c – gęstość strumienia ciepła oddanego do otoczenia przewodu na sposób konwekcji (przewody ułożone w powietrzu) lub na drodze przewodzenia (przewody ułożone w gruncie), W/m²,

q_r – gęstość strumienia ciepła oddanego do otoczenia przewodu przez promieniowanie, W/m²,

q_s – gęstość strumienia ciepła dostarczonego do przewodu przez promieniowanie słoneczne, W/m^2 ,

q_J – gęstość strumienia ciepła wydzielonego w przewodniku na skutek przepływu prądu elektrycznego, tzw. ciepło Joule'a, W/m^2 .

Korzystając z podstawowej zależności na stratę Joule'a w przewodniku (I^2R) oraz równanie bilansu cieplnego przewodu (3) można wyznaczyć jego obciążalność prądową długotrwałą w stanie ustalonym:

$$I_z = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R}} \quad (4)$$

Główne mechanizmy wymiany ciepła biorące udział w bilansie cieplnym to:

Konwekcja – mechanizm, w którym ciepło jest przenoszone przez ruch materii. Ciepło wymienione przez powierzchnię o danej temperaturze podczas kontaktu z płynem² o innej temperaturze zależy od szeregu czynników, m.in.: własności płynu, rodzaju przepływu (laminarny, turbulentny) czy też geometrii analizowanego układu. W zależności od natury przepływu, konwekcja dzieli się na naturalną (swobodną) oraz wymuszoną. O konwekcji wymuszonej mówi się w przypadku, gdy przepływ płynu jest skutkiem oddziaływania sił zewnętrznych np. wentylatora, pompy, wiatru. Dla konwekcji swobodnej przepływ jest wywoływany przez siły wyporu, które są spowodowane różnicami gęstości wynikającymi ze zmiany temperatury płynu [92]. W praktyce konwekcyjna wymiana ciepła opisana jest równaniem Newtona:

$$\dot{Q}_{\text{conv}} = \alpha A(T_w - T_\infty) \quad (5)$$

gdzie:

α – współczynnik przejmowania ciepła, W/m^2K ,

A – pole powierzchni wymiany ciepła, m^2 ,

T_w – temperatura powierzchni, K,

T_∞ – temperatura płynu, K.

² Pojęcia płynu nie należy utożsamiać tylko z cieczą. Płynami są także wszystkie gazy, plazma, a nawet mieszaniny różnych faz fizycznych.

Przewodzenie – mechanizm przenoszenia ciepła z jednego punktu do drugiego przez kolizje międzycząsteczkowe. Jeżeli jedna część ciała jest cieplejsza niż sąsiadująca część, to atomy w części cieplejszej mają więcej energii i wibrują mocniej od sąsiadujących. Podczas kolizji z cząsteczkami sąsiadującymi energia jest przenoszona do części zimnej, której temperatura podnosi się. Przewodzenie opisane jest uproszczonym wzorem Fouriera:

$$\dot{Q}_{\text{cond}} = \frac{\lambda}{a} A (T_{w1} - T_{w2}) \quad (6)$$

gdzie:

λ – współczynnik przewodzenia ciepła, W/mK,

a – grubość danego ciała, m,

T_{w1}, T_{w2} – temperatura punktów, pomiędzy którymi rozpatruje się przewodzenie, K.

Promieniowanie – jest to mechanizm, podczas którego ciepło jest przenoszone przez ciągłą emisję energii z powierzchni ciała. Ta energia jest nazywana energią radiacyjną i występuje w postaci fal elektromagnetycznych. Strumień energii promieniowania zależy od rodzaju powierzchni i jest proporcjonalny do czwartej potęgi temperatury bezwzględnej, co przedstawia zależność:

$$\dot{Q}_{\text{rad}} = \sigma \sigma_{\text{SB}} A_s (T_s^4 - T_{\text{ot}}^4) \quad (7)$$

gdzie:

σ – współczynnik emisyjności, -,

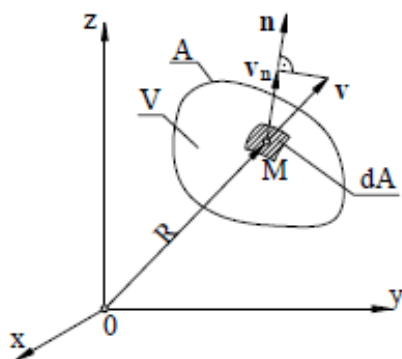
σ_{SB} – stała Stefana-Boltzmana równa $5,667 \cdot 10^{-8}$, W/(m²K⁴),

A_s – pole powierzchni emitującej promieniowanie, m²,

T_s, T_{ot} – temperatury ośrodków, pomiędzy którymi rozpatruje się promieniowanie, K.

W rzeczywistości, oprócz wymiany ciepła przez przedstawione mechanizmy, niemal równolegle zachodzi wymiana masy. Zagadnieniami związanymi z ruchem płynów zajmuje się dział fizyki mechanika płynów. Jako podstawę wszelkich analiz mechaniki płynów zastosowanie mają fundamentalne zasady zachowania: masy, pędu i energii.

W układzie przestrzennym wydziela się przestrzeń kontrolną o objętości V i powierzchni A . Normalną do powierzchni A w punkcie M stanowi wektor \mathbf{n} . Element płynu porusza się z prędkością \mathbf{v} , a jego składowa normalna oznaczona jest symbolem v_N . Gęstość płynu wyrażona jest symbolem ρ . Graficzną interpretację objętości kontrolnej przedstawia rysunek 3.



Rysunek 3. Graficzna reprezentacja elementarnej objętości płynu [93]

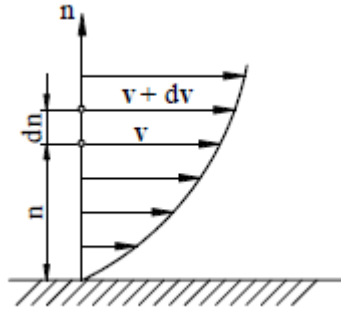
Zasada zachowania ciągłości przepływu podaje, że masa w danej objętości kontrolnej nie powstaje ani też nie zanika i bilans masy musi być równy zero. Postać całkowa zasady zachowania ciągłości określona jest równaniem:

$$\int_V \frac{\partial \rho}{\partial t} dV + \int_A \rho v_N dA = 0 \quad (8)$$

Płyny takie jak powietrze czy woda nazywane są płynami newtonowskimi ze względu na to, że naprężenia styczne elementu płynu τ są proporcjonalne do gradientu prędkości zgodnie z relacją:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dn} \quad (9)$$

Współczynnik lepkości dynamicznej μ , jest miarą lepkości płynu w przepływie, podczas którego występuje pewien gradient prędkości. Rysunek 4 przedstawia rozkład prędkości dla przepływu płynu lepkiego.



Rysunek 4. Rozkład prędkości przy przepływie płynu lepkiego w pobliżu ściany płaskiej [93]

Dla płynu newtonowskiego w ośrodku ciągłym zasada zachowania pędu określa, że zmiana pędu w czasie jest spowodowana przez siły masowe i powierzchniowe, co przedstawia się zależnością:

$$\int_V \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} \rho dV = \int_V \mathbf{m} \rho dV + \int_A \mathbf{s} dA \quad (10)$$

gdzie \mathbf{m} oznacza jednostkową siłę masową, czyli siłę wywieraną na płyn w rozpatrywanym obszarze i nie związaną z powierzchnią ograniczającą ten obszar. Oddziaływanie sił masowych obejmuje wszystkie elementy płynu i jest proporcjonalne do masy elementu, na które oddziałują. Głównie rozpatruje się tutaj siłę grawitacyjną, bezwładności oraz siłę wyporu. Jednostkowa siła powierzchniowa \mathbf{s} to siła oddziałująca spoza obszaru kontrolnego o objętości V i jest proporcjonalna do pola powierzchni na którą oddziałuje [93].

Całkowita energia przypadająca na jednostkę masy jest sumą energii kinetycznej $v^2/2$ oraz energii wewnętrznej e . Zmiana tej energii w czasie może nastąpić przez oddziaływanie sił zewnętrznych, tj. sił masowych i powierzchniowych podczas przemieszczania się płynu oraz doprowadzenia z zewnątrz energii cieplnej (np. przez przewodzenie). Zasadę tę, zwaną zasadą zachowania energii, opisuje wzór:

$$\frac{d}{dt} \int_V \rho \left(\frac{v^2}{2} + e \right) dV = \int_A \mathbf{s} \mathbf{v} dA + \int_V \rho \mathbf{m} \mathbf{v} dV + \int_A (\lambda \mathbf{grad} T) \mathbf{n} dA \quad (11)$$

Równanie rzeczywistego ruchu płynu lepkiego opisane jest zależnością w postaci wektorowej:

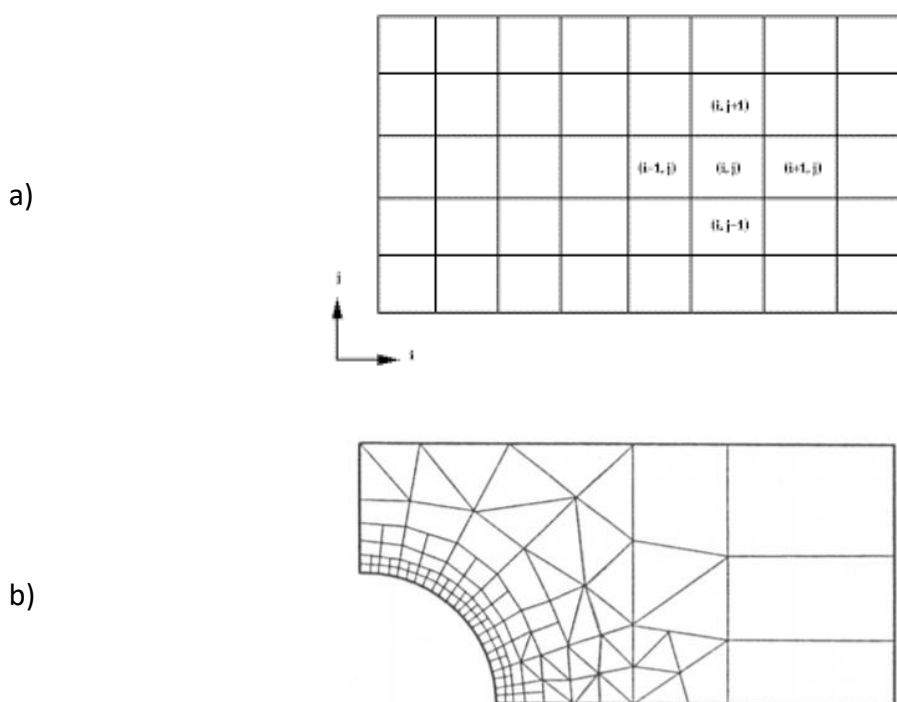
$$\mathbf{m} - \frac{1}{\rho} \mathbf{grad} p + \frac{\mu}{\rho} \nabla^2 \mathbf{v} + \frac{1}{3} \frac{\mu}{\rho} \mathbf{grad} \mathbf{div} \mathbf{v} = \frac{\partial \mathbf{v}}{\partial t} + (\mathbf{v} \nabla) \mathbf{v} \quad (12)$$

gdzie:

p – ciśnienie, Pa.

Składniki równania (12) związane są z oddziaływaniem na płyn sił odpowiednio: masowych, powierzchniowych, sił związanych z lepkością płynu, sił związanych z ściśliwością płynu oraz siłami bezwładności. Równanie (12) nazywane jest równaniem Naviera-Stokesa i jest to jedno z najważniejszych równań dynamiki płynów. Jest to równanie nieliniowe, a jego przybliżone rozwiązanie można uzyskać wyłącznie przy zastosowaniu metod numerycznych.

W przypadku zastosowania metod numerycznych do rozwiązania problemu związanego z ruchem płynów konieczne jest przygotowanie odpowiedniego modelu numerycznego odwzorowującego przepływ rzeczywisty. W tym celu fizyczną przestrzeń zaimplementowaną w modelu numerycznym dzieli się na mniejsze elementy w zależności od wymagań (dyskretyzacja). Poszczególne elementy/komórki w modelu łączą się i tworzą siatkę numeryczną. Siatka numeryczna może być stworzona w oparciu o regularną strukturę (siatka strukturalna) lub nieregularne kształty (siatka niestukturalna) – rysunek 5. Siatka strukturalna to taka, w której linie siatki przecinają się w punktach, które jednoznacznie można określić przez użycie dwóch wskaźników (i,j) – odpowiada to modelowi 2D lub trzech wskaźników (i,j,k) dla modelu 3D. Siatki strukturalne odpowiadają kartezjańskiemu układowi współrzędnych.



Rysunek 5. Rodzaje siatek numerycznych: a) strukturalna, b) niestukturalna [94]

Zastosowanie siatek niestukturalnych jest powszechne w przypadku skomplikowanej geometrii modelu. Pozwala to na lepsze dopasowanie poszczególnych elementów siatki do modelu. W przypadku siatek niestukturalnych, wprowadzenie w modelu gradientów strumieni czy też warunków brzegowych jest utrudnione w porównaniu z siatką strukturalną.

W podzielonej przestrzeni numerycznej należy dyskretyzować równania różniczkowe opisujące ruch płynu. Dyskretyzacja równania Naviera-Stokesa odbywa się z udziałem trzech głównych metod [95], [96] opisanych poniżej.

Metoda różnic skończonych: (ang. *finite-difference method*) oparta jest na przybliżeniach, które pozwalają na zastąpienie równania różniczkowego równaniami różnic skończonych przez dyskretyzację zmiennych pochodnych przepływu. Rozważmy funkcję skalarną U , różniczkowalną i ciągłą w otoczeniu punktu x_0 . Rozwinięcie funkcji w szereg Taylora przedstawia się zależnością:

$$U(x_0 + \Delta x) = U(x_0) + \Delta x \left. \frac{\partial U}{\partial x} \right|_{x_0} + \frac{\Delta x^2}{2} \left. \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} \right|_{x_0} + \dots \quad (13)$$

Analizując dalej zależność (13) można przedstawić wzór na pierwszą pochodną funkcji U jako:

$$\left. \frac{\partial U}{\partial x} \right|_{x_0} = \frac{U(x_0 + \Delta x) - U(x_0)}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (14)$$

gdzie:

$O(\Delta x)$ – błąd obcięcia, który jest różnicą wynikającą z pochodnej cząstkowej oraz jej różnicowego przedstawienia.

W ten sposób można aproksymować pochodne wyższych rzędów. Metoda ta nadaje się głównie do siatek strukturalnych, wobec tego zakres stosowania jest raczej ograniczony. Istotną zaletą tej metody jest jej prostota, w czym przedstawia się możliwość aproksymacji wyższych rzędów.

Metoda objętości skończonych: metoda ta dyskretyzuje równanie Naviera-Stokesa (12) najpierw dzieląc przestrzeń fizyczną na szereg dowolnych, wielościennych objętości kontrolnych. Równania różniczkowe są aproksymowane sumą strumieni przenikających przez powierzchnię objętości kontrolnej. Istnieje kilka sposobów wybierania objętości kontrolnej z uwzględnieniem siatki numerycznej. Jako podstawowe sposoby wyróżnia się:

- obszar kontrolny zbudowany jest wokół węzła siatki: wtedy to zmienne przepływu zlokalizowane są w punktach/węzłach siatki,
- obszar kontrolny równoważny jest komórce siatki: zmienne przepływu zlokalizowane są w centrach komórek.

Niewątpliwą cechą metody objętości skończonych jest przestrzenna dyskretyzacja bezpośrednio w fizycznej przestrzeni. Z tego też względu nie potrzeba dodatkowych transformacji pomiędzy fizycznym a numerycznym układem współrzędnych. Co warto podkreślić, metoda objętości skończonych jest odpowiednia dla siatek strukturalnych oraz niestructuralnych. Jest to bardzo popularna i szeroko stosowana metoda [95].

Metoda elementów skończonych: polega na dyskretyzacji równania Naviera-Stokesa (12) początkowo przez podział fizycznej przestrzeni na elementy o uproszczonym kształcie. W skład elementu skończonego zalicza się węzły, które posiadają stopnie swobody oraz funkcję kształtu opisującą zachowanie się elementu pomiędzy węzłami. Wpływ na dokładność rozwiązania ma dobór funkcji kształtu, która jednoznacznie określa rozkład analizowanej wielkości wewnątrz elementów skończonych. Przekształcenie równań różniczkowych do postaci równań algebraicznych odbywa się przy pomocy funkcji wagowych. Liczba równań w układzie jest równa liczbie węzłów pomnożonych przez liczbę stopni swobody węzłów. Dla rozwiązania układu równań istotne jest podanie warunków początkowych i brzegowych. Rozwiązaniem jest otrzymanie poszukiwanych wielkości fizycznych w węzłach. Metoda ta jest szczególnie stosowana w przypadku siatek niestructuralnych, czyli dla obiektów o skomplikowanej geometrii. W pewnych przypadkach metoda ta jest podobna do metody objętości skończonych, jednakże wymaga zauważalnie większych mocy obliczeniowych, co sprawia, że w przypadku standardowych przepływów metoda objętości skończonych jest popularniejsza [95].

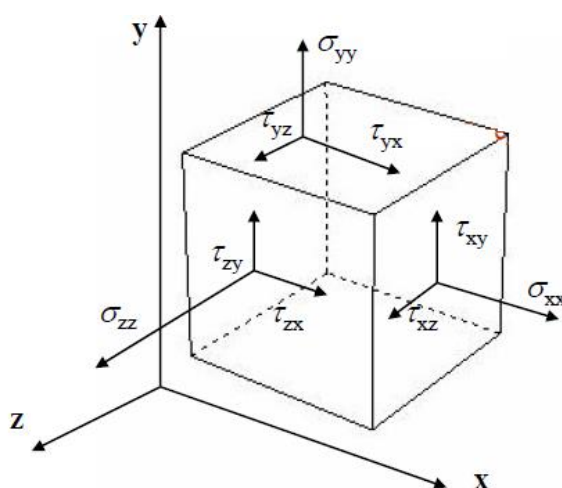
W przypadku przepływu laminarnego czy też płynu nielepkiego, rozwiązanie równania Naviera-Stokesa nie powoduje dodatkowych trudności. Symulacja przepływu turbulentnego jest utrudnieniem, które wymaga istotnego zwiększenia mocy obliczeniowej. Aby rozwiązać ten problem, stosuje się różne modele turbulencji. Podstawowym modelem turbulencji jest model **DNS** (ang. *Direct Numerical Simulation*), gdzie wykorzystywane jest równanie Naviera-Stokesa zależne od czasu. Rozwiązanie z użyciem tego modelu jest stosunkowo dokładne,

natomiast ze względu na duże zapotrzebowanie na moc obliczeniową stosuje się je w prostych przypadkach. Niemniej jest to ważny model, gdyż pozwala na weryfikację innych modeli turbulencji, które wykorzystują aproksymację tego zjawiska.

Pierwszym poziomem aproksymowania turbulencji jest metoda **LES** (ang. *Large Eddy Simulation*). Istotą tej metody jest obserwacja, że ruch turbulentny w małej skali ma bardziej uniwersalny charakter niż turbulencja w dużej skali, która transportuje energię. Tak więc rozwiązaniu ulegają ruchy dużych struktur wirowych i wyniki te aproksymowane są na małe wiry. Zastosowanie tej metody powoduje ograniczenie liczby węzłów, a co za tym idzie możliwe są szybsze obliczenia niż w przypadku metody DNS [95].

Kolejnym modelem turbulencji jest model **RANS** (ang. *Reynolds-Averaged-Navier-Stokes*), czyli metoda Reynoldsa uśredniania równań Naviera-Stokesa. Istotą tej metody jest dekompozycja zmiennych przepływu (głównie prędkości i ciśnienia) i ich uśrednienie. W wyniku zastosowania tej metody otrzymuje się równanie Naviera-Stokesa z wartościami uśrednionymi (wolnozmiennymi) oraz tensor naprężeń Reynoldsa T (15), który związany jest ze strumieniem pędu w przepływie turbulentnym. Na rysunku 6 znajduje się schemat przedstawiający rozkład naprężeń stycznych τ i normalnych σ wywieranych na element płynu.

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{yx} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} & \tau_{zy} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (15)$$



Rysunek 6. Układ naprężeń oddziaływujących na elementarną objętość płynu lepkiego

Dodatkowo, potrzebne jest zamodelowanie turbulentnego strumienia ciepła. W efekcie tego możliwe jest zastosowanie siatki z mniejszą liczbą węzłów w porównaniu z metodą LES, oraz można założyć, że rozwiązanie jest niezależne od czasu i uśrednione. Wobec tego zastosowanie metody RANS znacznie zmniejsza wymaganą moc obliczeniową w porównaniu z metodą DNS czy LES. Ze względu na wartości uśrednione, brak jest szczegółowych informacji o strukturach burzliwych.

Kolejny model przepływu turbulentnego oparty jest na metodzie **RST** (ang. *Reynolds-Stress Transport*), czyli metodzie bazującej na rozwiązaniu równania ruchu dla tensora naprężeń Reynoldsa \mathbf{T} dzięki dodatkowej zależności, która wynika z konieczności zamknięcia układu równań Reynoldsa. W tym celu wprowadzono hipotezy, a najbardziej powszechną hipotezą jest hipoteza Boussinesq'a, która zakłada wprowadzenie skalarnego współczynnika dynamicznej lepkości turbulentnej μ_T niebędącego cechą płynu, a cechą przepływu, która zależy od turbulencji. Dla przykładu, w pobliżu ścianki przepływ najczęściej jest laminarny, wobec czego współczynnik lepkości turbulentnej równy jest zeru. Natomiast w oddaleniu od ścianki wartość tego współczynnika może być większa. Zatem zgodnie z tą hipotezą Boussinesq'a, występujący we wzorze (12) współczynnik lepkości dynamicznej μ jest kompozycją czynników:

$$\mu = \mu_T + \mu_L \quad (16)$$

gdzie:

μ_L – współczynnik dynamicznej lepkości laminarnej.

Zatem najistotniejszą kwestią jest określenie współczynnika μ_T , który pozwoli na rozszerzenie równania (12) i modelowanie przepływu turbulentnego. Pewność rozwiązania zależy od założenia, że istnieje równowaga pomiędzy ruchem turbulentnym a średnimi odkształceniami, co w przypadku niedotrzymania tego warunku prowadzi do błędów obliczeniowych [95].

W celu aproksymacji tensora naprężeń Reynoldsa, czyli zamknięcia układu równań związanych z ruchem płynu przez wyznaczenie wartości lepkości turbulentnej, stosuje się metody zależne od liczby równań opisujących lepkość turbulentną. Najpowszechniejszymi metodami są: metoda Spalart-Allmaras, metoda $K-\varepsilon$, oraz metoda $K-\omega$ SST. Metody te wykorzystują hipotezę Boussinesq'a.

Model Spalart-Allmaras jest jednorównaniowym modelem turbulencji, który w równaniu transportu określa lepkość turbulentną μ_T przez zmienną $\tilde{\nu}$. Model ten pozwala na określenie turbulentnego przepływu z dużymi gradientami ciśnień. Model ten nadaje się do przepływów laminarnych, jak i turbulentnych. W postaci różniczkowej równanie opisujące model jest następujące:

$$\frac{\partial \tilde{\nu}}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\tilde{\nu} v_i) = P + \frac{1}{\sigma_c} \left\{ \frac{\partial}{\partial x_i} \left((v_L + \tilde{\nu}) \frac{\partial \tilde{\nu}}{\partial x_i} \right) + C_{b2} \frac{\partial \tilde{\nu}}{\partial x_i} \frac{\partial \tilde{\nu}}{\partial x_i} \right\} - Y + S \quad (17)$$

gdzie:

$P = C_{b1}(1 - f_{t2})\tilde{S}\tilde{\nu}$ – człon odpowiadający za lepkość turbulentną;

$C_{b1} = 0,1355 = \text{const}$; $f_{t2} = C_{t3} \exp(-C_{t4}\chi^2)$; $C_{t3} = 1,3 = \text{const}$; $C_{t4} = 0,5 = \text{const}$; $\chi = \frac{\tilde{\nu}}{\nu_L}$;

$\nu_L = \frac{\mu_L}{\rho}$ – współczynnik lepkości kinematycznej dla przepływu laminarnego;

$\tilde{S} = f_{v3}S + \frac{\tilde{\nu}}{k^2 d^2} f_{v2}$; $f_{v1} = \frac{\chi^3}{\chi^3 + C_{v1}^3}$; $C_{v1} = 7,1 = \text{const}$; $f_{v2} = \left(1 + \frac{\chi}{C_{v2}}\right)^{-3}$; $C_{v2} = 5 = \text{const}$;

$f_{v3} = \frac{(1 + \chi f_{v1})(1 - f_{v2})}{\max(\chi, 0.001)}$; $S = \sqrt{2\Omega_{ij}\Omega_{ij}}$ – wartość średniej prędkości obrotu, $\kappa = 0,41 = \text{const}$;

$\Omega_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} - \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right)$; $C_{b2} = 0,622 = \text{const}$; σ_c – liczba Couranta = const;

S – człon odpowiadający za źródło turbulencji;

Y – człon odpowiedzialny za ograniczenie turbulencji w wyniku przepływu w pobliżu ściany.

W przypadku tego modelu lepkość turbulentną otrzymuje się z zależności:

$$\mu_T = f_{v1} \rho \tilde{\nu} \quad (18)$$

Kolejnym szeroko stosowanym modelem jest **model K- ϵ** . Jest to model, który przy pomocy dwóch równań opisuje lepkość turbulentną. Jedno z równań opisuje turbulentną energię kinetyczną K , a drugie opisuje szybkość rozpraszania energii kinetycznej turbulencji ϵ . Aby odwzorować wpływ ścianki na przepływ, stosuje się w tym modelu tzw. funkcję tłumienia energii kinetycznej turbulencji. Zatem w pobliżu ścianki wymaga się zagęszczenia siatki numerycznej. Ze względu na to metoda ta wymaga większych mocy obliczeniowych niż w przypadku metody Spalart-Allmaras, ale daje dokładniejsze wyniki. Równania (19) opisują model K- ϵ :

$$\frac{\partial \rho K}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho v_i K) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\left(\mu_L + \frac{\mu_T}{\sigma_K} \right) \frac{\partial K}{\partial x_i} \right) + P_K - Y_K \quad (19)$$

$$\frac{\partial \rho \varepsilon^*}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho v_i \varepsilon^*) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\left(\mu_L + \frac{\mu_T}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon^*}{\partial x_i} \right) + C_{\varepsilon 1} f_{\varepsilon 1} \frac{\varepsilon^*}{K} P_K - C_{\varepsilon 2} f_{\varepsilon 2} \frac{(\varepsilon^*)^2}{K} + \Phi_\varepsilon$$

gdzie:

P_K – człon odpowiadający za tworzenie lepkości turbulentnej,

Y_K – człon odpowiadający za rozpraszanie energii kinetycznej turbulencji,

$\varepsilon^* = \varepsilon - \varepsilon_w$; ε_w – szybkość rozpraszania turbulencji w pobliżu ściany;

$\sigma_K = 1 = \text{const}$; $\sigma_\varepsilon = 1,3 = \text{const}$; $C_{\varepsilon 1} = 1,44 = \text{const}$; $C_{\varepsilon 2} = 1,92 = \text{const}$; $f_{\varepsilon 1} = 1 = \text{const}$;

$f_{\varepsilon 2} = 1 - 0,3 \exp(-Re_T^2)$; $Re_T = \frac{\rho K^2}{\varepsilon^* \mu_L}$,

Re_T – turbulentna liczba Reynoldsa,

Φ_ε – wielkość określająca wpływ ścianki.

W przypadku tego modelu lepkość turbulentną otrzymuje się z zależności:

$$\mu_T = c_\mu f_\mu \rho \frac{K^2}{\varepsilon^*} \quad (20)$$

gdzie:

$c_\mu = 0,09 = \text{const}$;

$f_\mu = \exp\left(\frac{-3,4}{(1 + 0,02 Re_T)^2}\right)$

Kolejny model turbulencji to **model K- ω SST** (ang. *Shear-Stress Transport*). Jest to model, który łączy cechy modelu K- ε i modelu K- ω . Zatem w modelu tym nie występuje funkcja tłumienia, która występuje w modelu K- ε , co wpływa na poprawę stabilności obliczeń. Model K- ω SST pozwala na bardziej precyzyjne wyznaczenie lepkości turbulentnej w porównaniu z przedstawionymi modelami turbulencji. Istotą jest to, że główne naprężenia styczne są proporcjonalne do energii kinetycznej turbulencji. Model ten w postaci różniczkowej prezentuje zależność:

$$\begin{aligned}\frac{\partial \rho K}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho v_i K) &= \frac{\partial}{\partial x_i} \left((\mu_L + \sigma_K \mu_T) \frac{\partial K}{\partial x_i} \right) + P_K - Y_K \\ \frac{\partial \rho \omega}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho v_i \omega) &= \frac{\partial}{\partial x_i} \left((\mu_L + \sigma_\omega \mu_T) \frac{\partial \omega}{\partial x_i} \right) + P_\omega - Y_\omega\end{aligned}\quad (21)$$

gdzie:

P_K, P_ω – człony odpowiedzialne za tworzenie lepkości turbulentnej,

Y_K, Y_ω – człony odpowiedzialne za rozpraszanie energii kinetycznej lepkości turbulentnej,

$\omega = \frac{\varepsilon}{K}$ – jednostkowa dyssypacja energii kinetycznej turbulencji.

Wówczas lepkość turbulentną wyznacza się z zależności:

$$\mu_T = \frac{a_1 \rho K}{\max(a_1 \omega, S f_2)} \quad (22)$$

gdzie:

$a_1 = 0,31 = \text{const}$;

$f_2 = \tan h(\text{arg} g_2^2)$; $\text{arg} g_2 = \max\left(\frac{2\sqrt{K}}{0,09\omega d}, \frac{500\mu_L}{\rho\omega d^2}\right)$;

d – odległość do ścianki ograniczającej przepływ.

W powyższych modelach turbulencji istotne jest podanie warunków początkowych i brzegowych. Ogólnie, w przypadku przepływu ograniczonego ścianką stałą zakłada się, że przepływ burzliwy w bliskim otoczeniu ścianki nie istnieje, zatem współczynnik dynamicznej lepkości turbulentnej μ_T jest równy zero. Wielkości określające energię kinetyczną turbulencji (K , ε , ω) są ekstrapolowane na długości modelu, od warunków brzegowych na wlocie do warunków brzegowych na wylocie [95].

W celu porównania przepływów, jak też ich szerszego i bardziej uniwersalnego opisu, stosuje się bezwymiarowe tzw. liczby kryterialne, które w rzeczywistości są wynikiem oddziaływania różnego rodzaju sił na płyn [96], [97]. Do najbardziej fundamentalnych liczb opisujących płyn należą:

Liczba Reynoldsa, Re – liczba będąca stosunkiem sił bezwładności do sił lepkości płynu, która wyraża się zależnością (23). Stosunkowo niewielkie liczby Re są skutkiem oddziaływania sił lepkości nad siłami bezwładności, wskutek czego przepływ określany jest jako laminarny.

$$Re = \frac{vd_h}{\nu} \quad (23)$$

gdzie:

d_h – wymiar charakterystyczny zależny od profilu przepływu i przedmiotu analizy, m,

Wzrost sił bezwładności płynu powoduje zwiększenie liczby wirów w strukturze przepływu i taki przepływ uznaje się jako turbulentny po przekroczeniu wartości krytycznej liczby Re .

Liczba Grashofa, Gr – liczba będąca stosunkiem sił wyporu do sił lepkości danego płynu. Zatem jest to liczba, która związana jest z występowaniem konwekcyjnej wymiany ciepła. Zależność na liczbę Grashofa przedstawia się następująco:

$$Gr = \frac{g\beta d_h^3 \Delta t}{\nu^2} \quad (24)$$

gdzie:

g – przyspieszenie ziemskie, m/s^2 ,

β – współczynnik rozszerzalności objętościowej płynu, $1/K$,

Δt – różnica temperatur pomiędzy ścianką a płynem, K .

Liczba Nusselta, Nu – liczba będąca stosunkiem strumienia ciepła przenoszonego na drodze konwekcji do ilości ciepła przenoszonego na drodze przewodzenia w warstwie przyściennej. Zależność opisująca liczbę Nusselta wyraża się wg wzoru:

$$Nu = \frac{\alpha d_h}{\lambda} \quad (25)$$

Liczba Prandtla, Pr – liczba określająca intensywność przenoszenia pędu do intensywności przenoszenia ciepła wyraża się zależnością:

$$Pr = \frac{c_p \mu}{\lambda} \quad (26)$$

gdzie:

c_p – ciepło właściwe płynu przy stałym ciśnieniu, J/kg·K.

Liczba Rayleigha, Ra – liczba kryterialna będąca iloczynem liczb Grashofa i Prandtla (27) i ma szczególne zastosowanie w przypadku konwekcji swobodnej zależnej od wielkości sił wyporu i lepkości w płynie.

$$Ra = Gr * Pr \quad (27)$$

Istnieje jeszcze szereg innych liczb kryterialnych opisujących podobieństwo przepływów, ale ze względu na brak zastosowania ich w badaniach zawartych w rozprawie nie zostały wymienione.

Istotnym zagadnieniem jest także modelowanie promieniowania. W większości programów komputerowych bazujących na numerycznej mechanice płynów dostępnych jest kilka różniących się między sobą modeli promieniowania. Najczęściej wykorzystywanymi modelami są [98], [99]:

Discrete Transfer Radiation Model (DTRM) – to stosunkowo prosty model promieniowania, gdzie promieniowanie dla wąskiego zakresu kąta jest przybliżone przez pojedynczy promień. Dokładność obliczeń można zwiększyć przez zwiększenie liczby promieni (co wiąże się z zwiększonym obciążeniem mocą obliczeniową). Model ten jest odpowiedni dla szerokiego zakresu grubości optycznych. Przez grubość optyczną rozumie się zmianę natężenia promieniowania elektromagnetycznego przy przejściu przez ośrodek. Grubość optyczna ta jest proporcjonalna do grubości fizycznej ośrodka oraz własności optycznych.

P-1 Model – w modelu tym ujęto efekt rozpraszania promieniowania. Obliczenia oparte na tym modelu nie wymagają dużych mocy obliczeniowych. Im większa grubość optyczna, tym większa dokładność otrzymanych wyników.

Rosseland Model – model promieniowania, który wymaga mniej mocy obliczeniowej niż w przypadku modelu P-1. Jego szczególne zastosowanie jest dla dużych grubości optycznych.

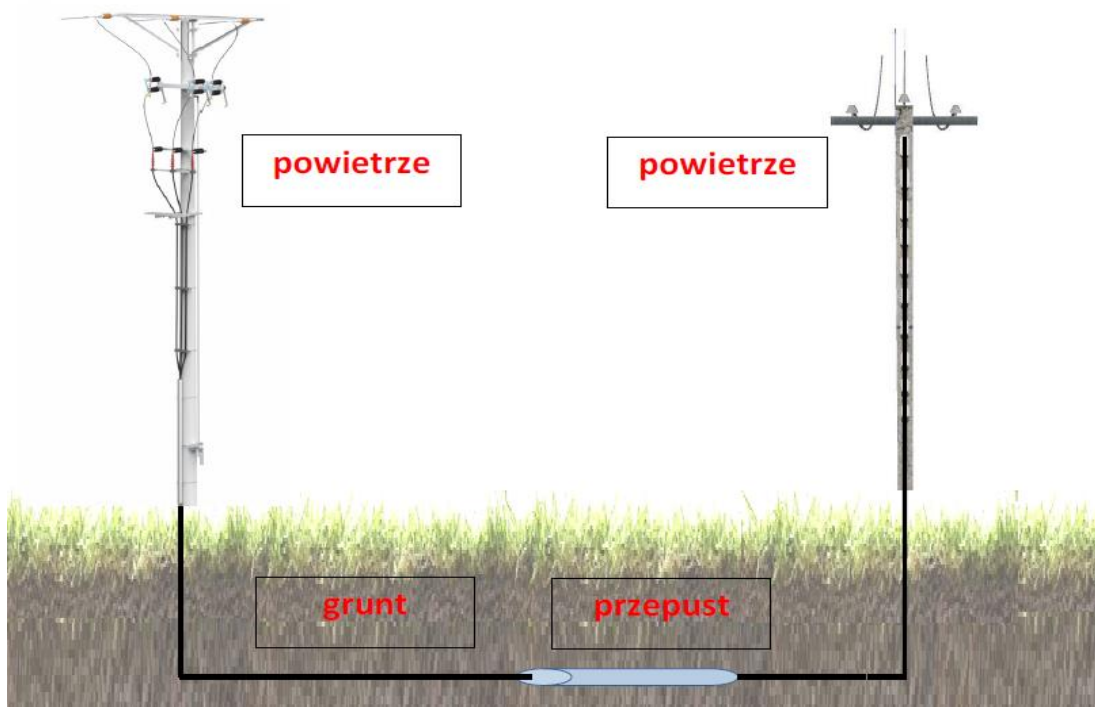
Discrete Ordinates Model (DO) – to model który może być zastosowany dla wszystkich grubości optycznych ośrodka. Moc obliczeniowa wykorzystywana przez ten model jest stosunkowo duża. Istotą modelu jest to, że przestrzeń kątową dyskretyzuje się na stałe kąty zwane kątami kontrolnymi. Każdy kąt podzielony jest na mniejsze (pikselizacja) i energia

zawarta w każdym pikselu jest traktowana jako przychodząca lub wychodząca z niego. Równanie transportu energii promieniowania jest wyliczane w podobny sposób, co równanie ruchu płynu (12).

Surface-To-Surface Model (S2S) – model ma praktyczne zastosowanie w obliczaniu wymiany energii promieniowania pomiędzy powierzchniami. W modelu tym współczynniki absorpcji, emisyjności czy rozproszenia promieniowania mogą zostać pominięte. Moc obliczeniowa uzależniona jest od wielkości oraz liczby powierzchni biorących udział w wymianie energii.

4. SFORMUŁOWANIE PROBLEMU BADAWCZEGO

W praktyce związanej z budową linii kablowych najczęściej występujący stan ułożenia kabli elektroenergetycznych to taki, w którym linia kablowa na całej długości ułożona jest w zmiennych/różnych warunkach otoczenia, co poglądowo przedstawia rysunek 7.



Rysunek 7. Rysunek obrazujący zmienne otoczenie kabli elektroenergetycznych występujące w praktyce

Obciążalność prądowa długotrwała określona dla tej przykładowej linii kablowej zdeterminowana jest tym szeregowym odcinkiem linii kablowej, dla którego warunki wymiany ciepła z otoczeniem są najgorsze. Wynika z tego, że obciążalność ta określa zdolność przesyłową całej linii kablowej. Wyjaśniając dalej, zwiększenie obciążalności prądowej długotrwałej dla określonego powyżej szeregowego odcinka linii elektroenergetycznej pozwoli na zwiększenie obciążalności prądowej długotrwałej całej tej linii kablowej. Wobec tego numeryczna analiza stanu cieplnego linii kablowej dla różnych sposobów ułożenia oraz warunków otoczenia, a także zastosowanie metod poprawy obciążalności prądowej długotrwałej ma szczególne znaczenie, gdyż pozwoli na:

- poprawę niezawodności dostaw energii (np. dotyczy odcinków linii kablowej najbardziej narażonych na przegrzanie),

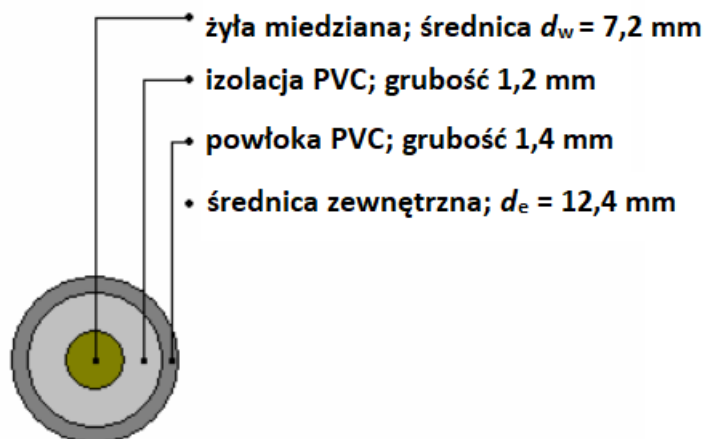
- lepsze wykorzystanie zdolności przesyłowych już istniejących linii kablowych,
- zwiększenie efektywności ekonomicznej (brak konieczności wprowadzania dodatkowych przewodów równoległych).

Ze względu na te czynniki, podejmowany temat rozprawy doktorskiej ma istotne znaczenie. Mając na uwadze złożoność całości problemu związanego z obciążalnością prądową długotrwałą przewodów i kabli elektroenergetycznych, a także ograniczoną mocą obliczeniową komputerów, rozważania opisane w pracy dotyczą kabli elektroenergetycznych umieszczonych w gruncie oraz w powietrzu.

Obliczenia numeryczne stanów cieplnych kabli elektroenergetycznych zostały przeprowadzone z wykorzystaniem oprogramowania ANSYS Fluent, wykorzystującego numeryczną mechanikę płynów w celu rozwiązania równań opisujących wymianę ciepła i masy. Analizowane przypadki dotyczą stanu ustalonego, gdy pole temperatury nie zależy od czasu.

5. OPIS MODELU NUMERYCZNEGO

Podstawowy model obliczeniowy stanowi linia kablowa o trzech żyłach roboczych składająca się z kabli YKY 0,6/1kV 35 mm² (kable jednożyłowe). Zgodnie z opisem typu kabla, znamionowy przekrój poprzeczny żyły miedzianej wynosi 35 mm², a izolacja oraz powłoka wykonana jest z polwinitu, co przedstawia rysunek 8 na podstawie danych katalogowych [100]. Temperatura dopuszczalna długotrwanie dla tego typu kabli wynosi 70 °C.



Rysunek 8. Rysunek poglądowy pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 0,6/1kV 35 mm² wg katalogu producenta [100]

W przypadku wyznaczenia obciążalności prądowej długotrwałej z zachowaniem nieprzekraczalności temperatury dopuszczalnej długotrwanie, konieczne jest odniesienie rezystancji żyły roboczej do temperatury 70 °C wg zależności:

$$R = R_{20^{\circ}\text{C}}(1 + \alpha_t \Delta t) \quad (28)$$

gdzie:

$R_{20^{\circ}\text{C}}$ – rezystancja żyły roboczej w temperaturze 20 °C, Ω/m ,

α_t – temperaturowy współczynnik rezystancji dla miedzi, K^{-1} ,

Δt – różnica temperatur, K,

$$R = 0,000524(1 + 3,9 \cdot 10^{-3} \cdot 50) = 0,00062 \Omega/\text{m}.$$

Zgodnie z zależnością (3) opisującą bilans cieplny przewodów w stanie ustalonym, następujące rodzaje ciepła zostały uwzględnione w modelu numerycznym:

- ciepło dostarczane do kabli elektroenergetycznych (ciepło Joule'a oraz ciepło pochodzące z promieniowania słonecznego),
- ciepło oddawane przez kable elektroenergetyczne do otoczenia przez konwekcję, przewodzenie oraz promieniowanie.

Ciepło Joule'a: W większości badanych przypadków wprowadzono iteracyjnie warunek brzegowy gęstości strumienia ciepła Joule'a q_J do otrzymania wyniku, dla którego temperatura dopuszczalna długotrwale w którymkolwiek obszarze izolacji osiągnęła wartość 70 °C. Wówczas obciążalność prądowa długotrwała I_z została wyznaczona z wykorzystaniem zależności:

$$q_J = \frac{\dot{Q}_J}{A_{1m}} = \frac{I_z^2 R}{\pi d_w} \quad (29)$$

Gęstość strumienia ciepła jest równa stosunkowi mocy cieplnej \dot{Q}_J [W] wydzielonej na jednostkowej długości przewodu do powierzchni bocznej miedzianej żyły A_{1m} [m²] o jednostkowej długości. Założeniem poczynionym w badaniach jest równomierny rozkład gęstości strumienia ciepła Joule'a na całej powierzchni bocznej miedzianej żyły.

Ciepło promieniowania słonecznego zostało przedstawione jako autorskie, funkcyjne odwzorowanie gęstości strumienia ciepła docierającego od słońca do powierzchni izolacji $q_S(x)$ $\left[\frac{W}{m^2}\right]$. Zależności te zostały przekształcone do użycia w kartezjańskim układzie współrzędnych. Natężenie promieniowania słonecznego zależy od wysokości słońca nad horyzontem, co jest związane z absorpcją promieniowania słonecznego przez atmosferę.

Jako podstawową zależność opisującą natężenie promieniowania słonecznego użyto wzoru Westman'a [101]:

$$H = H_0 * 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (30)$$

gdzie:

$$H_0 = 1120 \text{ W/m}^2 = \text{const},$$

$$m = \frac{1}{\sin A_L};$$

A_L – wysokość słońca nad horyzontem, [°],

Wysokość słońca nad horyzontem zależy od pory roku oraz szerokości geograficznej. W związku z tym największe wartości wysokości słońca otrzymuje się latem (przykładowo w czasie przesilenia letniego, gdy słońce góruje w zenicie nad Zwrotnikiem Raka), a najniższe wartości wysokości otrzymuje się zimą. Powyższe związki opisuje zależność (31), która w szczególnym przypadku przesilenia letniego (22 czerwca) dla półkuli północnej przedstawia się następująco:

$$A_L = 90^\circ - \varphi + 23^\circ 26' \quad (31)$$

gdzie:

φ – szerokość geograficzna, [°],

Wobec tego, przyjmując polskie warunki położenia geograficznego (średnio 53° szerokości geograficznej północnej), można przyjąć, że maksymalna wysokość słońca w czasie przesilenia letniego wyniesie 60°. Część badań została także przeprowadzona dla uśrednionej wartości wysokości słońca równej 45°.

W celu uzyskania właściwej wartości gęstości strumienia ciepła dostarczonego do powierzchni izolacji, prostopadłej do promieni słonecznych, równanie Westman'a (30) mnoży się przez współczynnik absorpcji PVC $\sigma = 0,9$ [102], co opisuje wzór:

$$H = \sigma \cdot H_0 \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (32)$$

Korzystając z zależności geometrycznych, w dalszej części zostały przedstawione wzory na strumień ciepła dostarczony do powierzchni izolacji kabla elektroenergetycznego ułożonego pionowo:

$$H_V = \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_0 \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (33)$$

Gdy normalna powierzchni pionowej kabla elektroenergetycznego jest nachylona pod dowolnym kątem (azymutem) A_{Z_N} względem azymutu słonecznego A_{Z_S} , wówczas zależność jest następująca:

$$H_{V_{AZ}} = \cos(A_{Z_S} - A_{Z_N}) \cdot \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_0 \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (34)$$

Zależność (34) jest ważna dla kątów z przedziału:

$$|A_{Z_S} - A_{Z_N}| \leq 90^\circ \quad (35)$$

Wzór opisujący strumień ciepła docierający do powierzchni izolacji kabla ułożonego pionowo, w zależności od współrzędnej kartezjańskiego układu współrzędnych, przedstawia się następująco:

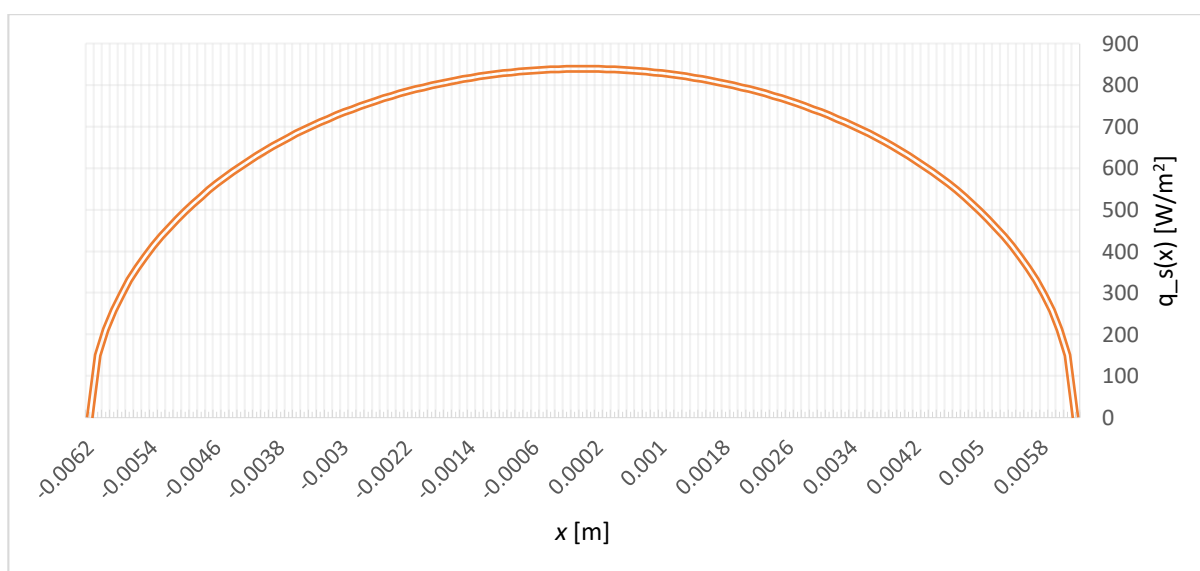
$$q_{S_v}(x) = \frac{\sqrt{r_e^2 - x^2}}{r_e} \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_0 \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (36)$$

gdzie:

x – współrzędna układu 3D zorientowanego na rys. 12,

r_e – promień analizowanego kabla elektroenergetycznego.

Rozkład promieniowania słonecznego na powierzchni kabla YKY 35 mm² ułożonego pionowo, gdzie promienie słoneczne padają pod kątem 45° na połowę obwodu kabla elektroenergetycznego i cały analizowany jego odcinek długości, przedstawia rysunek 9.



Rysunek 9. Rozkład gęstości promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm² ułożonego pionowo

W przypadku gdy kabel elektroenergetyczny ułożony jest poziomo, wówczas rozkład promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego przedstawia się zależnością (37). Na rysunku 10 została przedstawiona ilość promieniowania słonecznego padająca na powierzchnię kabla ułożonego poziomo w zależności od współrzędnej x . Dane

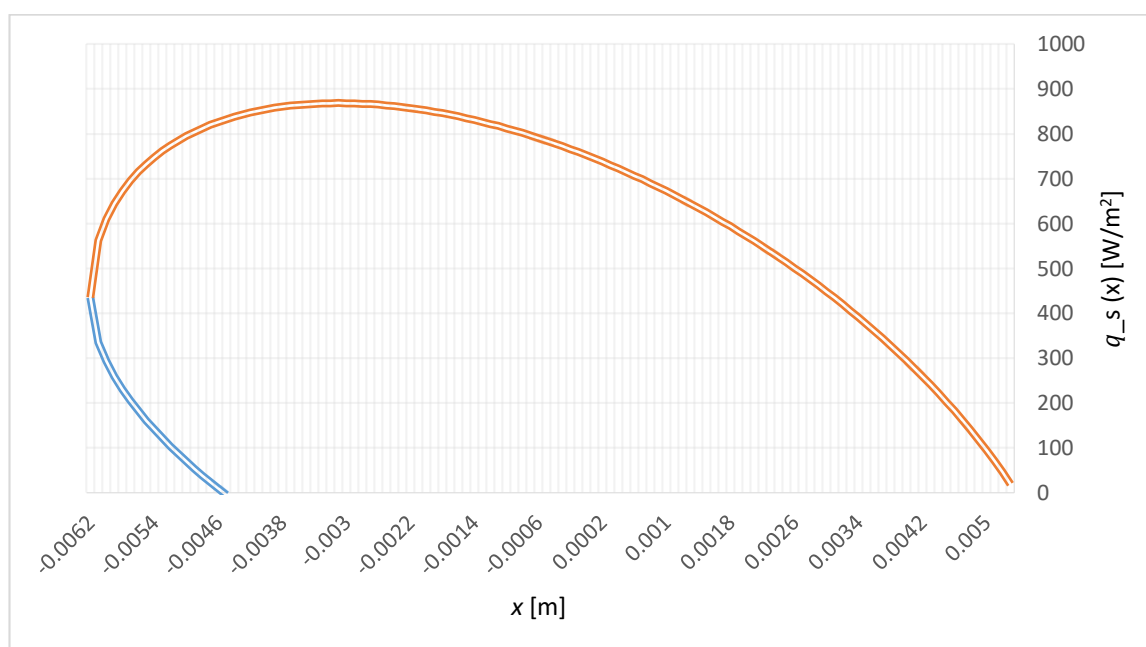
przedstawione na wykresie odpowiadają wysokości słońca równej 60°, czyli sytuacji, w której następuje przesilenie letnie oraz szerokość geograficzna odpowiadająca polskim warunkom. Kolorem niebieskim zaznaczono funkcję ważną dla współrzędnej $y < 0$, a kolorem czerwonym dla współrzędnej $y \geq 0$, zgodnie z opisem modelu przedstawionym na rysunku 41.

Dla $y < 0$:

$$q_{sh}(x) = - \left(\sqrt{3 \cdot \left(1 - \left(\frac{x}{r_e} \right)^2 \right)} - \frac{x}{r_e} \right) \cdot \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_o \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2}$$

dla $y \geq 0$:

$$q_{sh}(x) = \left(\sqrt{3 \cdot \left(1 - \left(\frac{x}{r_e} \right)^2 \right)} - \frac{x}{r_e} \right) \cdot \cos A_L \cdot \sigma \cdot H_o \cdot 10^{-0,05675m+0,00038m^2} \quad (37)$$



Rysunek 10. Rozkład gęstości promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm² ułożonego poziomo

Uzyskane zależności (36) oraz (37) wynikają ze zmiennego kąta padania promieni słonecznych na powierzchnię kabla. Funkcje te zostały zaimplementowane w programie ANSYS Fluent. Jak wynika z rysunków 9 i 10, rozkład promieniowania jest nieliniowy, a wartości silnie zmienne w zależności od współrzędnej x związanej z promieniem kabla. Dla badanych sposobów ułożenia zmianom podlegała dziedzina funkcji.

Założono, że współczynnik absorpcji promieniowania jest równy współczynnikowi emisji i wynosi 0,9. Energia wypromieniowywana z układu została odwzorowana przez model radiacji P₁ oraz DO – zaimplementowane w programie ANSYS Fluent.

Przewodzenie ciepła głównie w ciałach stałych, tj. rozpatrywane w gruncie oraz w elementach stałych przewodów (żyła robocza, izolacja), ale także w warstwie przyściennej. Zakładając izotropowość badanych materiałów, warunek dotyczący gęstości energii przewodzonej w układzie można opisać zależnością zgodną z prawem Fourier'a:

$$q_{\text{cond}} = -\lambda \nabla t \quad (38)$$

gdzie:

∇t – przestrzenny gradient temperatury, K/m.

W badaniach głównie analizowano **przejmowanie** ciepła na drodze konwekcji naturalnej i wymuszonej. Gęstość strumienia ciepła przekazywanego na drodze konwekcji dana jest zależnością:

$$q_{\text{conv}} = \alpha(t_{\text{PVC}} - t_{\text{AIR}}) \quad (39)$$

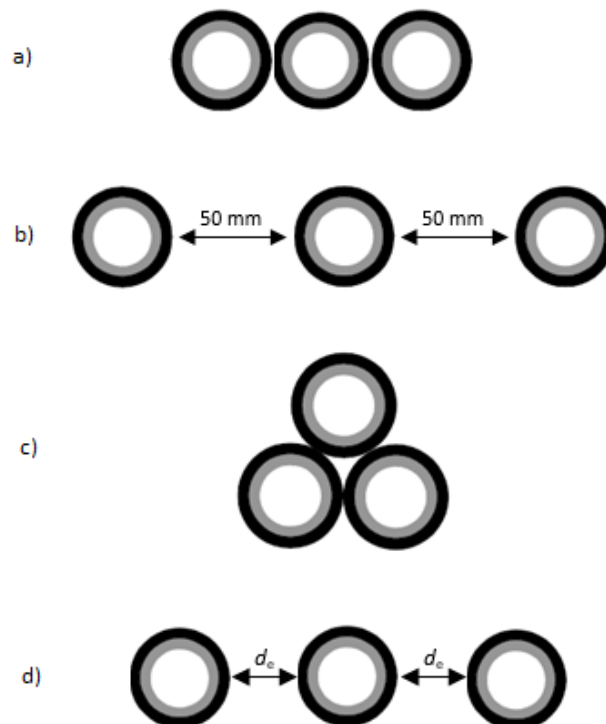
gdzie:

t_{PVC} – oznacza temperaturę powierzchni izolacji kabla elektroenergetycznego, K,

t_{AIR} – oznacza temperaturę powietrza omywającego kabel elektroenergetyczny, K.

Kluczowym w tym mechanizmie wymiany ciepła jest współczynnik przejmowania ciepła α , który zależy od wielu czynników, m.in. kierunku i prędkości wiatru, geometrii układu, temperatury kabla elektroenergetycznego oraz powietrza.

Rysunek 11 przedstawia analizowane sposoby ułożenia względem siebie kabli elektroenergetycznych. Rozważaniom podlegały najczęściej stosowane w praktyce sposoby ułożenia. Przypadek a) przedstawia ułożenie płaskie, w którym kable elektroenergetyczne stykają się ze sobą. Dla przypadku b) kable elektroenergetyczne także ułożone są płasko, ale z odstępem pomiędzy kablami równym 50 mm. Przypadek c) stanowi trójkątne, stykające się ułożenie kabli względem siebie. W przypadku d) analizom podlegały kable elektroenergetyczne ułożone płasko z odstępem równym jednej średnicy zewnętrznej kabla elektroenergetycznego d_e .



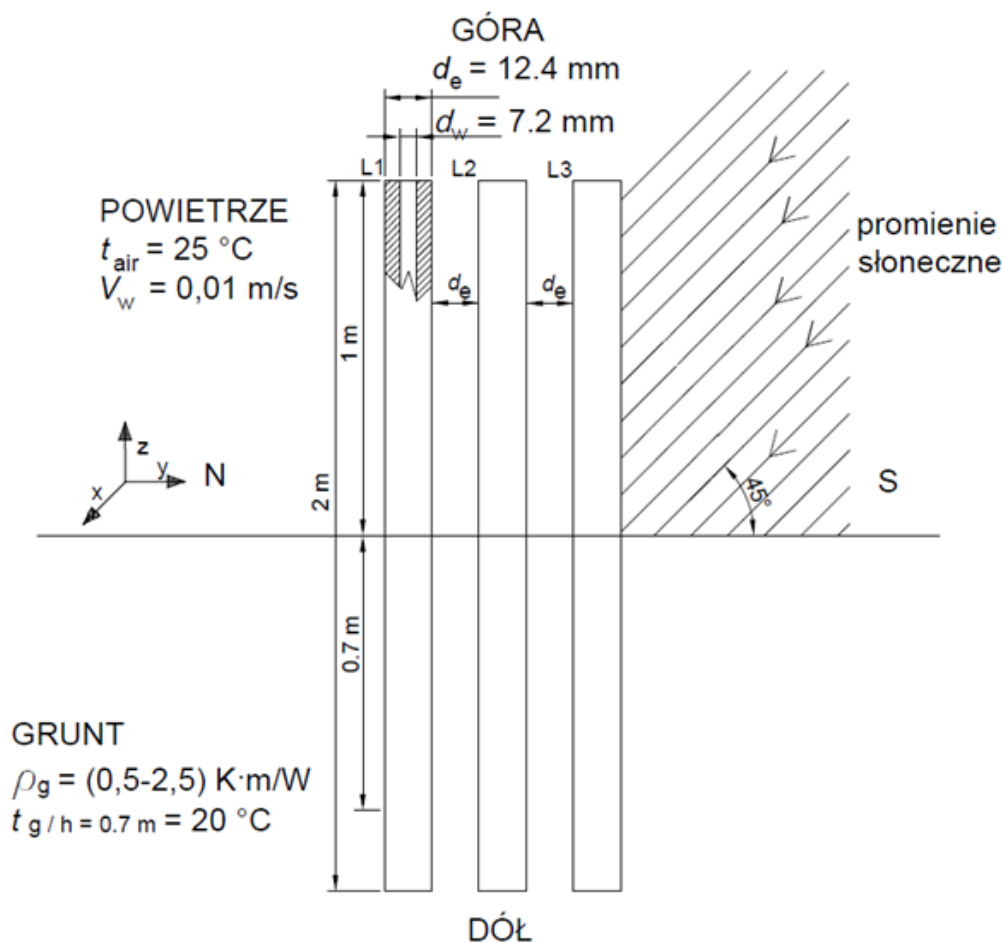
Rysunek 11. Rozpatrywane sposoby ułożenia kabli elektroenergetycznych YKY 35 mm²: a) płaski z kablami stykającymi się, b) płaski z odstępem w świetle 50 mm, c) trójkątny symetryczny z kablami stykającymi się, d) płaski z odstępem w świetle równym średnicy zewnętrznej

Badania symulacyjne związane z wymianą ciepła powietrza jako gazu ściśliwego oparte są na założeniu, że powietrze potraktowane jest jako gaz doskonały spełniający równanie stanu gazu doskonałego. W celu odwzorowania przepływu turbulentnego mającego wpływ na konwekcyjną wymianę ciepła, w symulacjach wykorzystano standardowy model turbulencji $K-\epsilon$. Mimo że modelowanie konwekcyjnej wymiany ciepła, zwłaszcza gdy występuje przepływ turbulentny jest zadaniem niełatwym, to uzyskano zbieżność rozwiązania numerycznego na podstawie residuum dla każdego z rozwiązywanych równań bilansowych.

W publikacji [10] przedstawiono weryfikację wyników modelu numerycznego dla uproszczonej geometrii instalacji kablowej z wynikami normy [1], [2] i uzyskano w tym zakresie porównywalne wyniki.

6. ANALIZA OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH DLA UŁOŻENIA GRUNT – POWIETRZE

Analiza obciążalności prądowej długotrwałej linii kablowej 3 x YKY 35 mm² ułożonej częściowo w gruncie oraz częściowo w powietrzu wykorzystuje model numeryczny 3D, którego geometria oraz warunki brzegowe zostały przedstawione na uproszczonym rysunku 12.

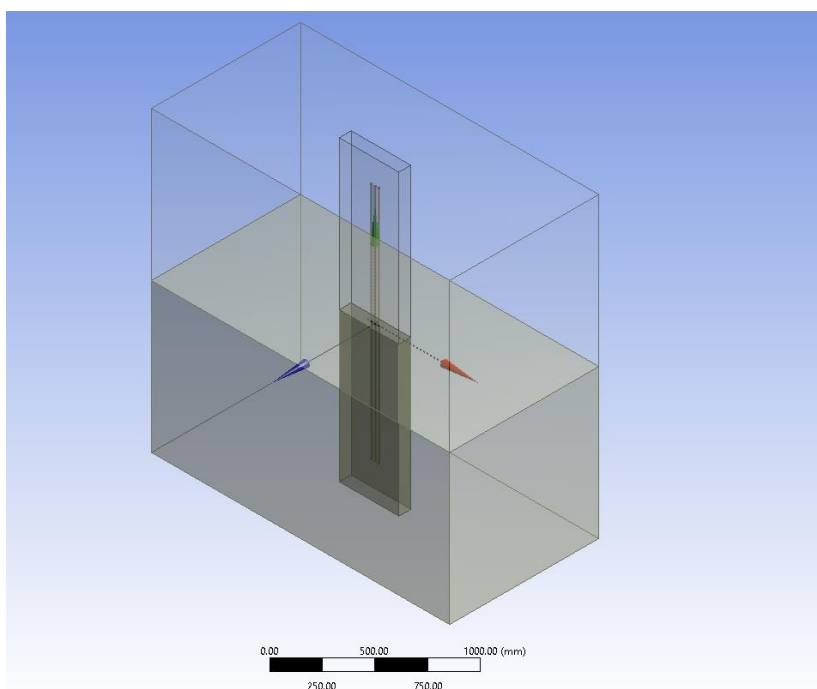


Rysunek 12. Geometria oraz warunki brzegowe analizowanej linii kablowej

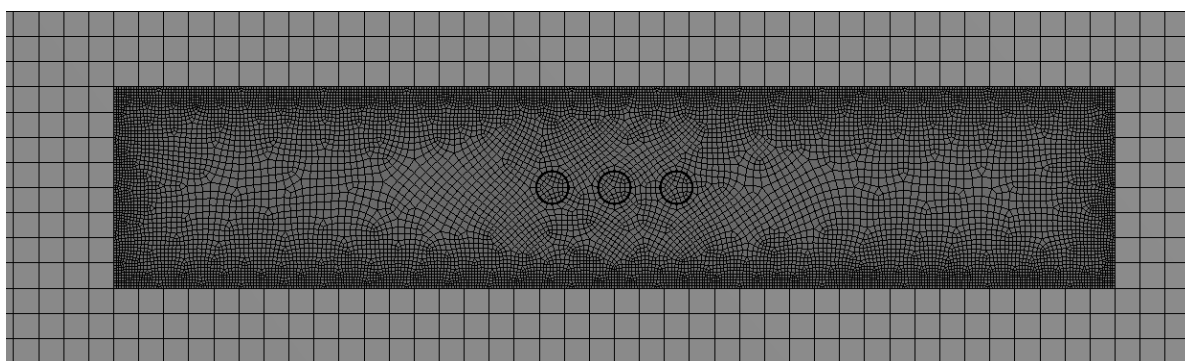
Trzy kable elektroenergetyczne w układzie trójfazowym są ułożone płasko i oddalone od siebie o średnicę zewnętrzną d_e równą 12,4 mm. Na kabel fazy L3 w części nadziemnej pada promieniowanie słoneczne pod kątem 45°. Kable faz L1 oraz L2 osłonięte są od bezpośredniego promieniowania słonecznego. Powietrze w części nadziemnej porusza się w kierunku zgodnym z osią y , z prędkością v_w równą 0,01 m/s. Temperatura powietrza wynosi 25 °C. Temperatura gruntu na głębokości pograżenia linii kablowej wynosi 20 °C.

W symulacjach zmianom podlegała rezystywność cieplna gruntu ρ_g , której wartości zawierały się w przedziale $0,5 \div 2,5$ (K·m)/W.

Na rysunku 12 został podany także kartezjański, przestrzenny układ odniesienia związany z modelem numerycznym (implementacją warunków brzegowych). Trójwymiarowy model zaimplementowany w programie ANSYS Fluent został przedstawiony na rysunku 13.



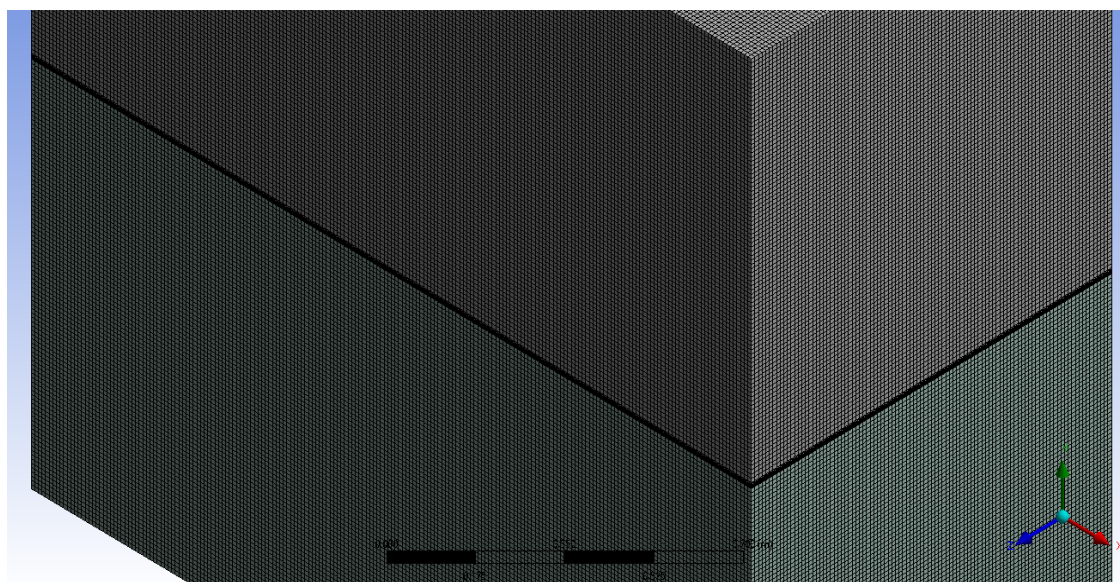
Rysunek 13. Domena obliczeniowa analizowanej linii kablowej (2 m x 1 m x 2 m)



Rysunek 14. Widok z góry przedstawiający siatkę obliczeniową

Całkowita liczba elementów siatki wyniosła prawie 17 mln objętości skończonych. Rysunek 14 przedstawia przekrój siatki obliczeniowej, gdzie widoczne są zagęszczenia siatki wokół ścian. Wokół każdego kabla elektroenergetycznego opracowano model warstwy przyściennej, która składa się z 18 warstw o łącznej grubości 0,6 mm. Taka konstrukcja

warstwy przyściennej pozwala na dokładną analizę termodynamiczną płynu (powietrza) wokół kabli elektroenergetycznych, ze względu na to, że w warstwie przyściennej zachodzą najważniejsze zjawiska przepływowe [97]. W warstwie przyściennej znaczącą rolę odgrywają siły lepkości, a co za tym idzie gradient prędkości płynu jest silnie zmienny. Intensywność konwekcyjnej wymiany ciepła jest uzależniona od rodzaju warstwy przyściennej. Najczęściej w przypadku laminarnego przepływu w warstwie przyściennej powstaje tzw. termiczna warstwa przyścienna, gdzie temperatura zmienia się od temperatury powierzchni ciała stałego do temperatury omywającego płynu. W odniesieniu do analizowanych kabli elektroenergetycznych, energia cieplna z powierzchni kabla elektroenergetycznego przenoszona jest do omywającego go powietrza przez przewodzenie w warstwie laminarnej. W turbulentnej warstwie przyściennej, gdzie wirowość ruchu powietrza wpływa na intensywność prądów konwekcyjnych, następuje zmniejszenie oporu cieplnego powietrza i konwekcja odgrywa kluczową rolę w przenoszeniu ciepła. Konwekcyjna wymiana ciepła w powietrzu jest bardziej intensywna niż przewodzenie ciepła w warstwie powietrza.



Rysunek 15. Rysunek przedstawiający zamodelowaną granicę dwóch ośrodków (grunt i powietrze) Na granicy gruntu oraz powietrza zamodelowano dodatkową warstwę przyścienną, co przedstawia rysunek 15.

Zgodnie z przedstawionym modelem, obciążalności prądowe długotrwałe I_z otrzymane dla części linii kablowej pogrążonej w gruncie, w zależności od rezystywności cieplnej gruntu,

zostały zestawione w tabeli 1. Kolumna 2 w tabeli 1 przedstawia warunek brzegowy gęstości strumienia ciepła Joule'a dla analizowanych przypadków w układzie symetrycznym obciążenia.

Tabela 1. Zestawienie obciążalności prądowej długotrwałej dla różnych wartości rezystywności cieplnej gruntu

Lp.	ρ_g (K·m)/W	q_J W/m ²	I_z A
1	0,5	1456,3	230,5
2	1,0	850,9	176,2
3	1,5	600,4	148
4	2,0	463,9	130,1
5	2,5	378,4	117,5

Gęstości strumienia ciepła q_J wyznaczone przy obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych umieszczonych w gruncie zostały przyjęte jako referencyjne i odwzorowane w części nadziemnej linii kablowej (kable ułożone w powietrzu). Wówczas to temperatury izolacji przewodów ułożonych w powietrzu dla warunku brzegowego q_J wynikającego z warunków w gruncie przedstawiają się następująco (tabela 2).

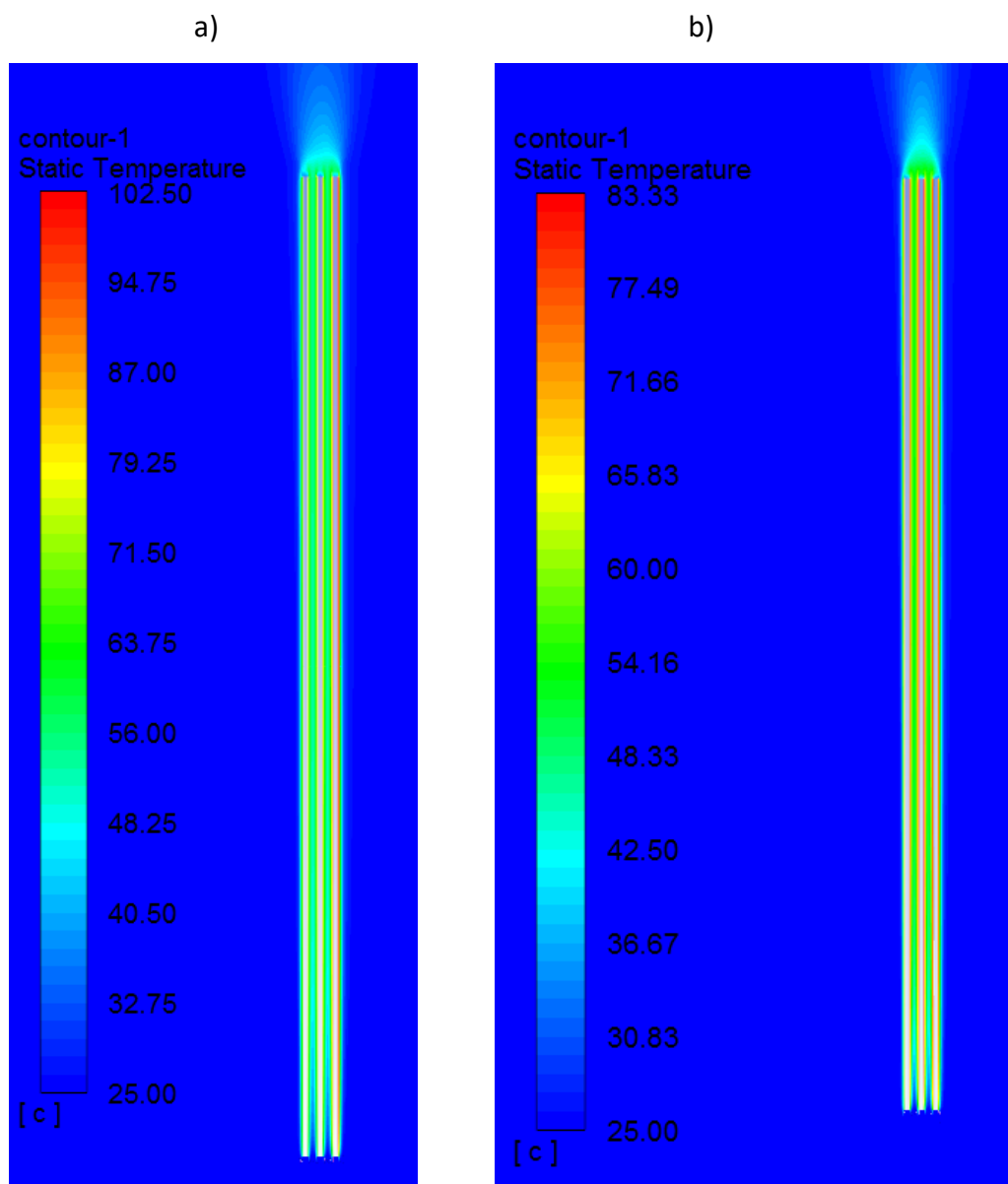
Tabela 2. Zestawienie temperatur izolacji dla różnych wartości rezystywności cieplnej gruntu

Lp.	ρ_g (K·m)/W	q_J W/m ²	T_{\max_s} °C	T_{\max} °C
1	0,5	1456,3	131	116,6
2	1,0	850,9	102,5	83,3
3	1,5	600,4	89,9	67,9
4	2,0	463,9	82,6	59
5	2,5	378,4	77,7	53,3
Czcionką pochyłą oznaczono temperatury wyższe niż dopuszczalna długotrwałe				

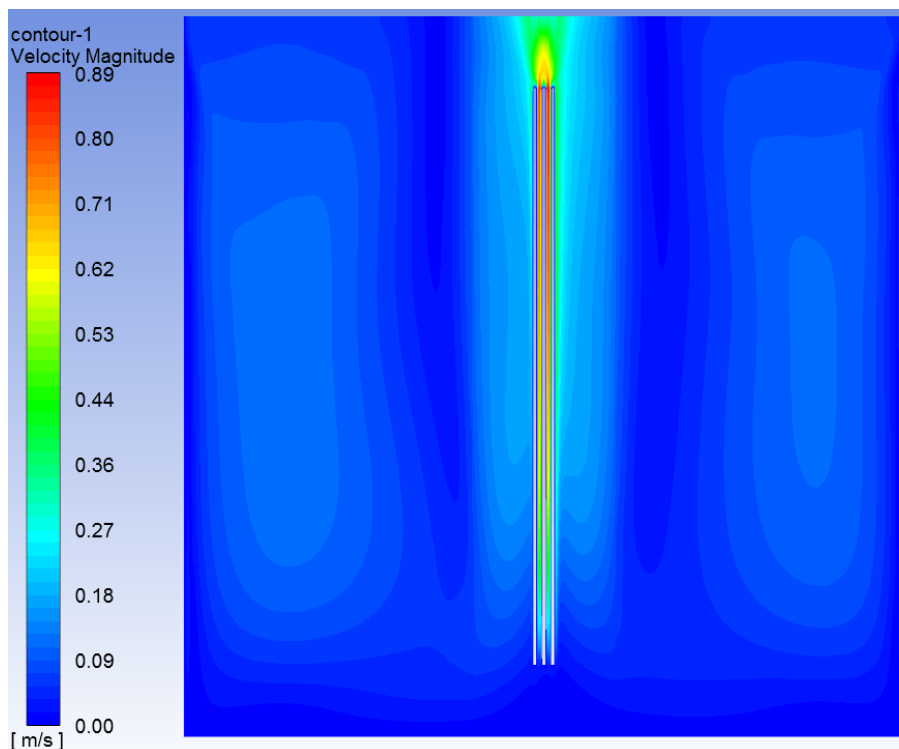
Przedstawiona tabela 2 zawiera zestawienie temperatur maksymalnych izolacji kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu w przypadku uwzględnienia promieniowania słonecznego T_{\max_s} oraz bez uwzględnienia tego promieniowania T_{\max} .

Wg normy IEC 60287 [3], dla polskich warunków powinna zostać przyjęta obliczeniowa wartość temperatury gruntu równa 20 °C, a głębokość pograżenia kabli elektroenergetycznych powinna wynieść 0,7 m. Rezystywność cieplna gruntu w warunkach polskich równa jest $\rho_g = 1,0$ (K·m)/W. Według tejże normy, obliczeniowa temperatura powietrza powinna wynosić 25 °C. Tak więc podane wartości obliczeniowe z normy [108] zostały zastosowane w modelu obliczeniowym. Na podstawie otrzymanych wyników zawartych w tabeli 2 można stwierdzić,

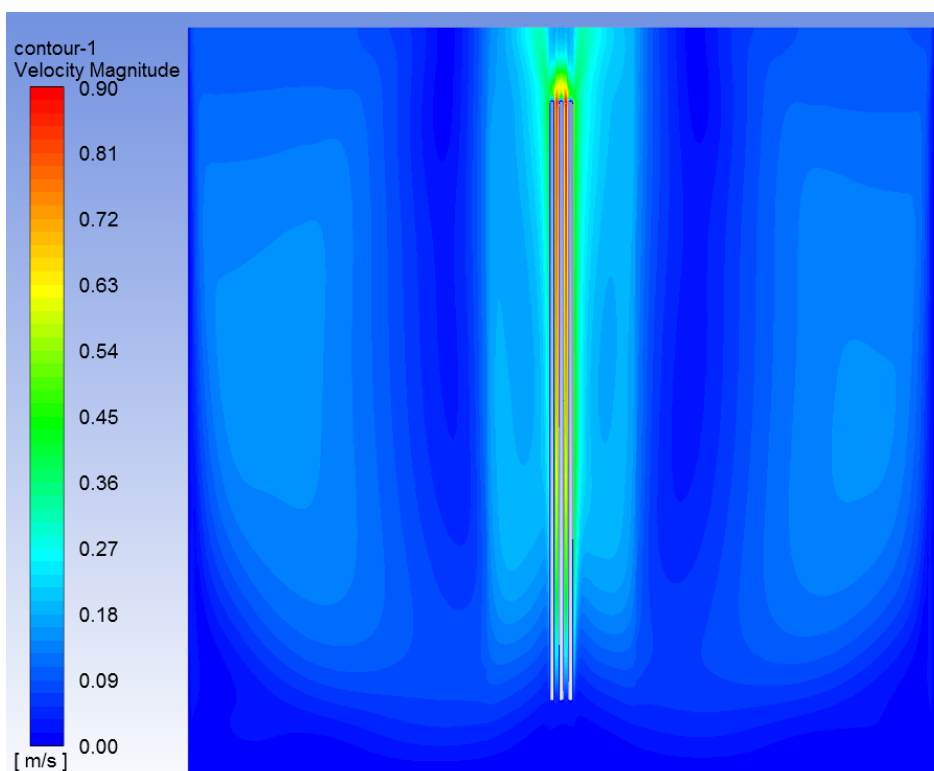
że w przypadku polskich warunków klimatycznych opisanych przez normę IEC 60287 [3] istnieje realne ryzyko przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwale (70 °C) w szeregowym odcinku instalacji ułożonym w powietrzu, zarówno w przypadku występowania oraz niewystępowania promieniowania słonecznego. Dla rezystywności cieplnej gruntu równej $\rho_g = 1,0 \text{ (K}\cdot\text{m)/W}$, rozkład temperatur oraz prędkości powietrza w części instalacji ułożonej w powietrzu przedstawiają rysunki 16, 17, 18.



Rysunek 16. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_2 = 176,2 \text{ A}$; a) rozkład uwzględniający promieniowanie słoneczne (temp. max 102,5 °C), b) rozkład bez udziału promieniowania słonecznego (temp. max 83,3 °C)



Rysunek 17. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A, bez uwzględnienia promieniowania słonecznego



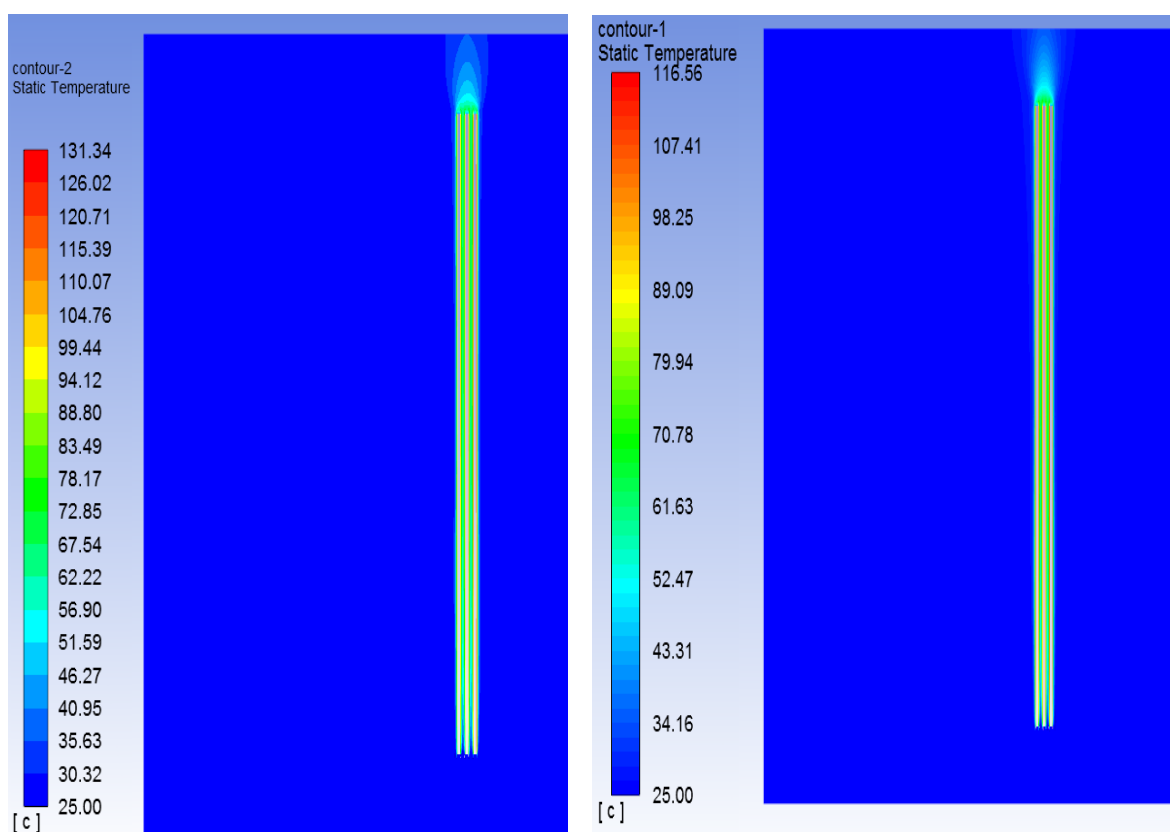
Rysunek 18. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego

W wyniku dostarczenia energii cieplnej promieniowania od kabli elektroenergetycznych do powietrza, zmianie ulega temperatura powietrza wokół kabli, co przedstawia zarówno rysunek 16a, jak i 16b. Różnica temperatur obu przypadków wynosi 19,2 °C.

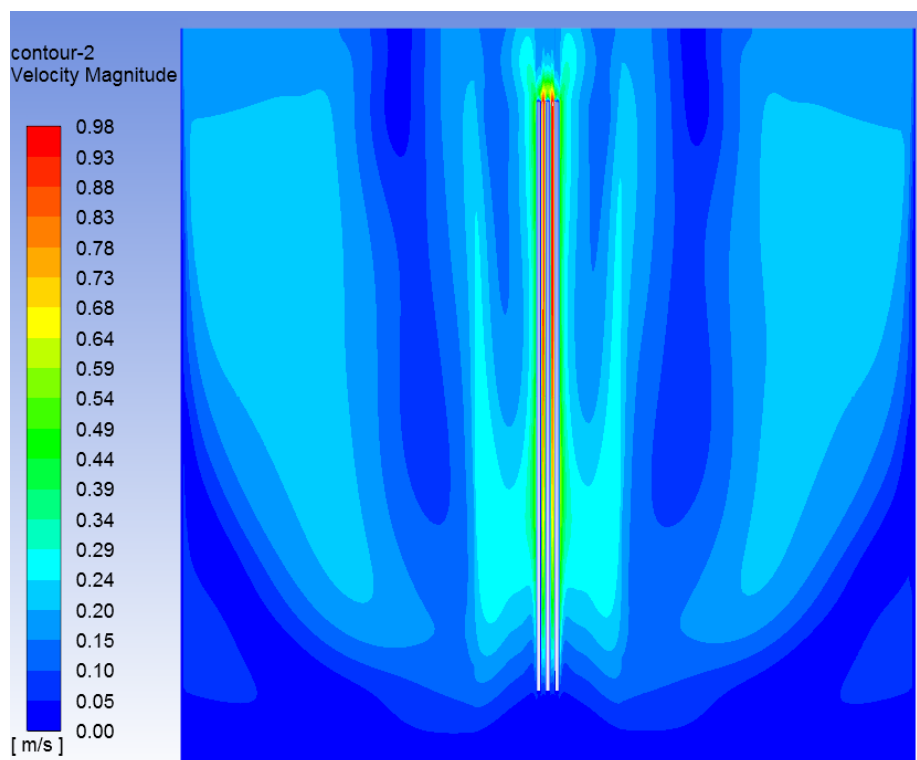
Na rysunkach od 19 do 21 przedstawiono rozkład temperatury (rys. 19) oraz prędkości powietrza (rys. 20 i 21) w badanym układzie, przy założeniu, że w kablach płynie prąd o wartości 230,5 A. Jest to obciążalność prądowa długotrwała dla kabli ułożonych w ziemi, jeżeli rezystywność cieplna gruntu wynosi $\rho_g = 0,5 \text{ (K}\cdot\text{m)/W}$ (bardzo dobre warunki oddawania ciepła). W takim przypadku izolacja kabli w części ułożonej w powietrzu (np. na słupie) może osiągnąć temperaturę aż 131,34 °C (rys. 19a), co jest niemal dwukrotnie więcej niż wartość dopuszczalna długotrwałe (70 °C). Istnieje wtedy ryzyko szybkiego zniszczenia kabla.

a)

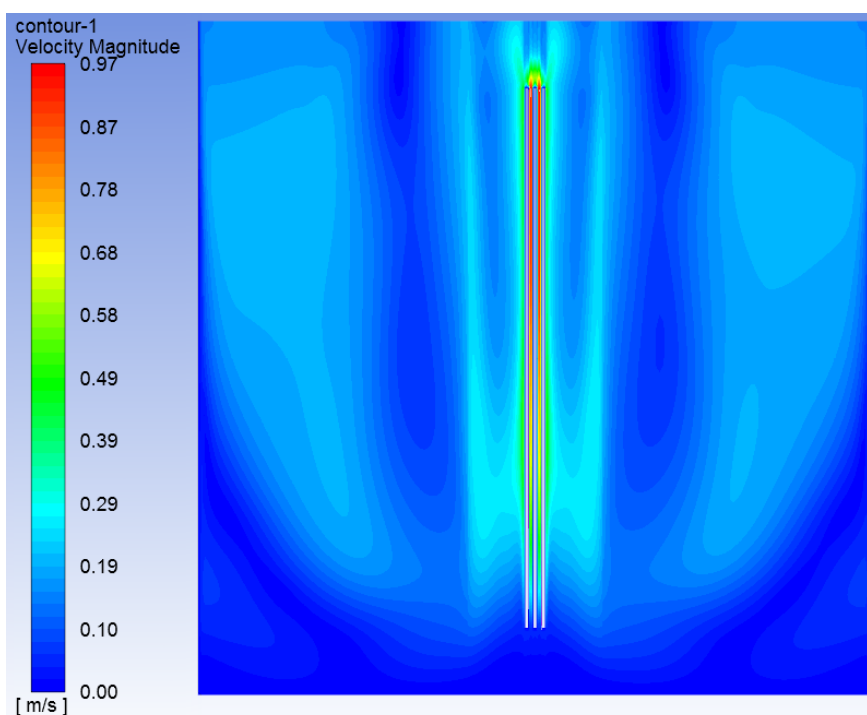
b)



Rysunek 19. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 230,5 \text{ A}$; a) rozkład uwzględniający promieniowanie słoneczne (temp. max 131,34 °C), b) rozkład bez udziału promieniowania słonecznego (temp. max 116,56 °C)



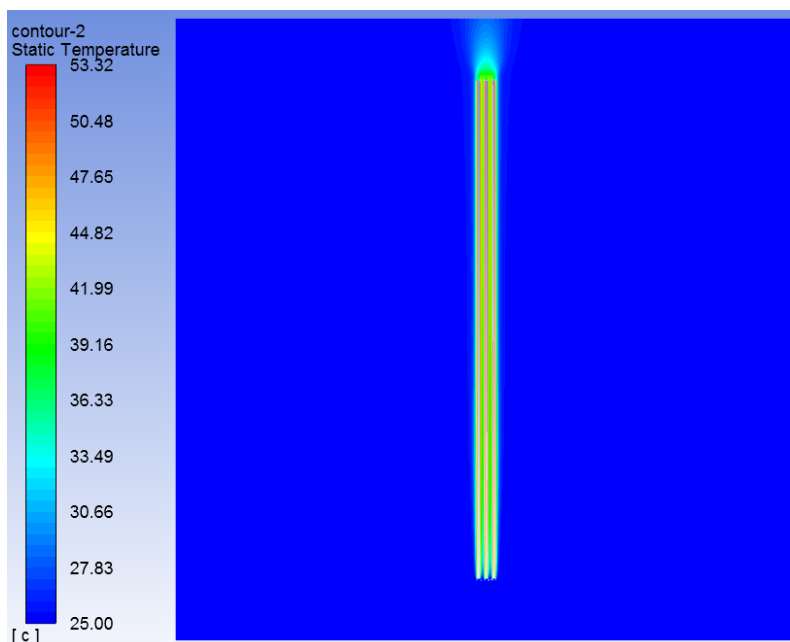
Rysunek 20. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 230,5$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego



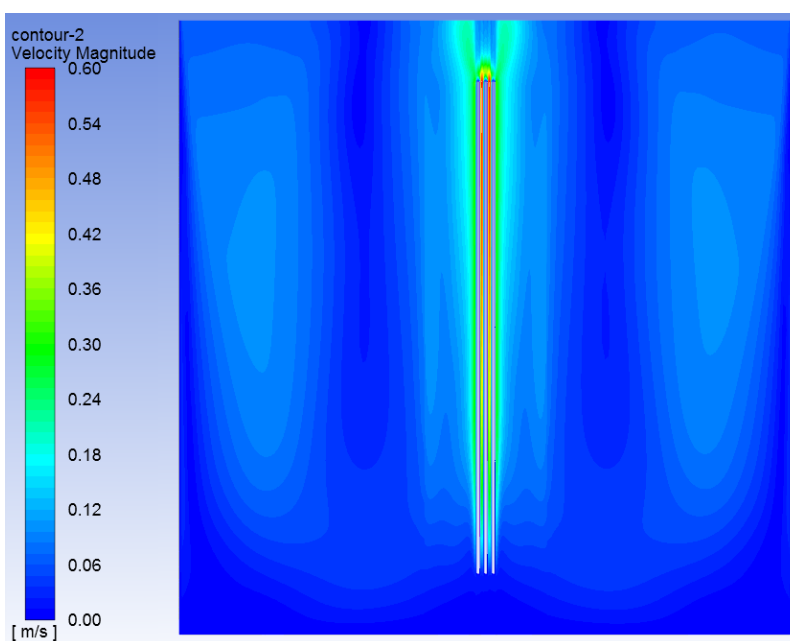
Rysunek 21. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 230,5$ A, bez udziału promieniowania słonecznego

Na rysunku 22 przedstawiono rozkład temperatury oraz na rysunku 23 rozkład prędkości powietrza w badanym układzie, przy założeniu, że w kablach płynie prąd o wartości 117,5 A

oraz nie występuje nasłonecznienie. Jest to obciążalność prądowa długotrwała dla kabli ułożonych w ziemi, jeżeli rezystywność cieplna gruntu wynosi $\rho_g = 2,5 \text{ (K}\cdot\text{m)/W}$ (niekorzystne warunki oddawania ciepła). W przypadku uwzględnienia promieniowania, izolacja kabli w części ułożonej w powietrzu może osiągnąć temperaturę $77,7 \text{ }^\circ\text{C}$ (tabela 2), tj. powyżej wartości dopuszczalnej długotrwałe ($70 \text{ }^\circ\text{C}$).



Rysunek 22. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 117,5 \text{ A}$, bez udziału promieniowania słonecznego



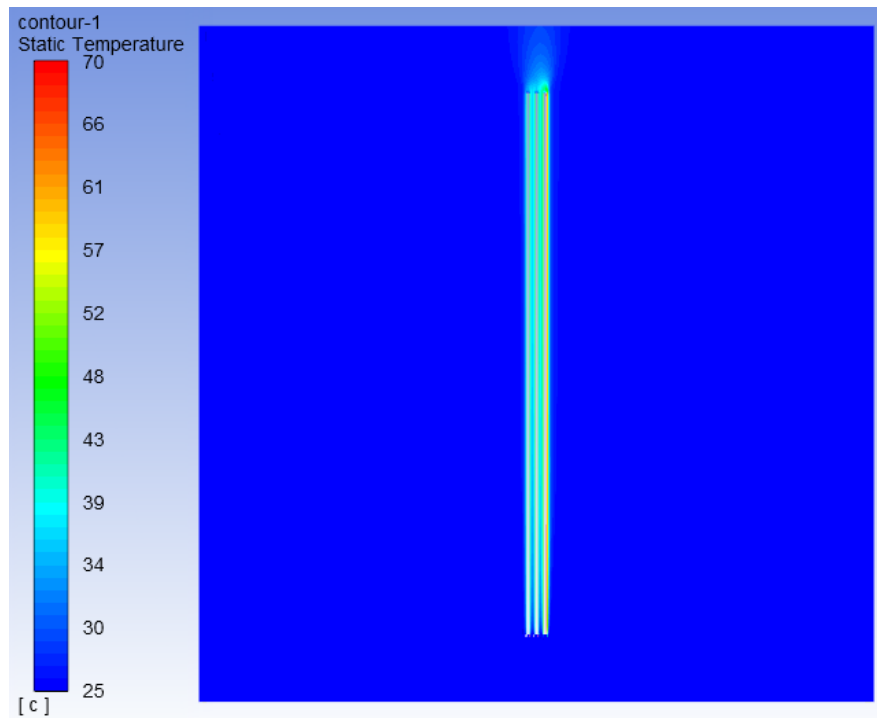
Rysunek 23. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 117,5 \text{ A}$, bez udziału promieniowania słonecznego

Z przedstawionych na rysunkach od 16 do 23 rozkładów pól temperatur oraz prędkości można zauważyć, że wraz ze wzrostem temperatury kabli elektroenergetycznych zwiększa się prędkość powietrza omywającego kable, zwłaszcza w przestrzeni pomiędzy tymi kablami (tworzą się kanały). Jest to efekt wzrostu siły wyporu będącej skutkiem różnic gęstości powietrza. Prędkość powietrza wzrasta z zadanej wartości warunku brzegowego równej 0,01 m/s do maksymalnej wartości 0,98 m/s (rys. 20), wtedy kiedy obciążalność prądowa długotrwała spośród analizowanych przypadków jest największa.

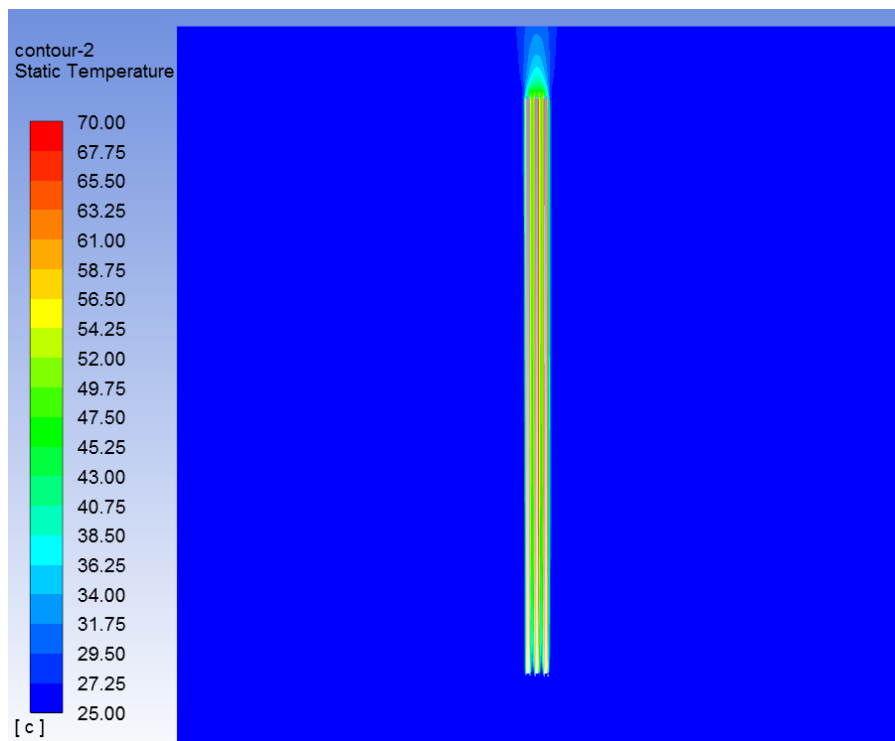
Zgodnie z artykułem [103], rezystywność cieplna gruntu zależy od porowatości oraz wilgotności gruntu. Na podstawie wyników badań przedstawionych w tym artykule stwierdzono, że dla Polski słuszne jest założenie wartości rezystywności cieplnej gruntu na poziomie 1,0 K·m/W. Sporadycznie wartość rezystywności cieplnej gruntu może ulec zwiększeniu do 2,0 K·m/W, w miejscach, gdzie opady atmosferyczne są stosunkowo niewielkie.

Wobec tego, w przypadku linii kablowych ułożonych częściowo w gruncie oraz częściowo w powietrzu, może zostać przekroczona temperatura dopuszczalna długotrwanie kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu, jeżeli kryterium wyznaczenia obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych zostanie oparte na parametrach instalacji ułożonej w ziemi. W związku z tym, w dalszym wyjaśnieniu postanowiono wyznaczyć wartość obciążalności prądowej długotrwałej dla tej samej linii kablowej ułożonej w powietrzu (wg rys. 12) z zachowaniem warunku nieprzekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwanie, zarówno uwzględniając (rys. 24) i nie uwzględniając promieniowania słonecznego (rys. 25). Uwzględniając promieniowanie słoneczne, wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych obciążanych symetrycznie wynosi 95,5 A (wartość gęstości generowanego przez ten prąd strumienia ciepła wynosi $q_j = 250 \text{ W/m}^2$). W tym przypadku maksymalna prędkość powietrza wokół kabli jest mniejsza (rys. 26) w porównaniu do prędkości powietrza wokół kabli bez oddziaływania promieniowania słonecznego (rys. 27). W przypadku nie uwzględnienia promieniowania słonecznego, wartość obciążalności prądowej długotrwałej wynosi 151,6 A (wartość gęstości generowanego przez ten prąd strumienia ciepła wynosi $q_j = 630 \text{ W/m}^2$). Porównując oba przypadki (tj. oddziaływanie słoneczne oraz jego brak), w przypadku oddziaływania promieniowania słonecznego następuje redukcja obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych o 37% w odniesieniu do przypadku, gdy promieniowanie słoneczne nie jest uwzględnione.

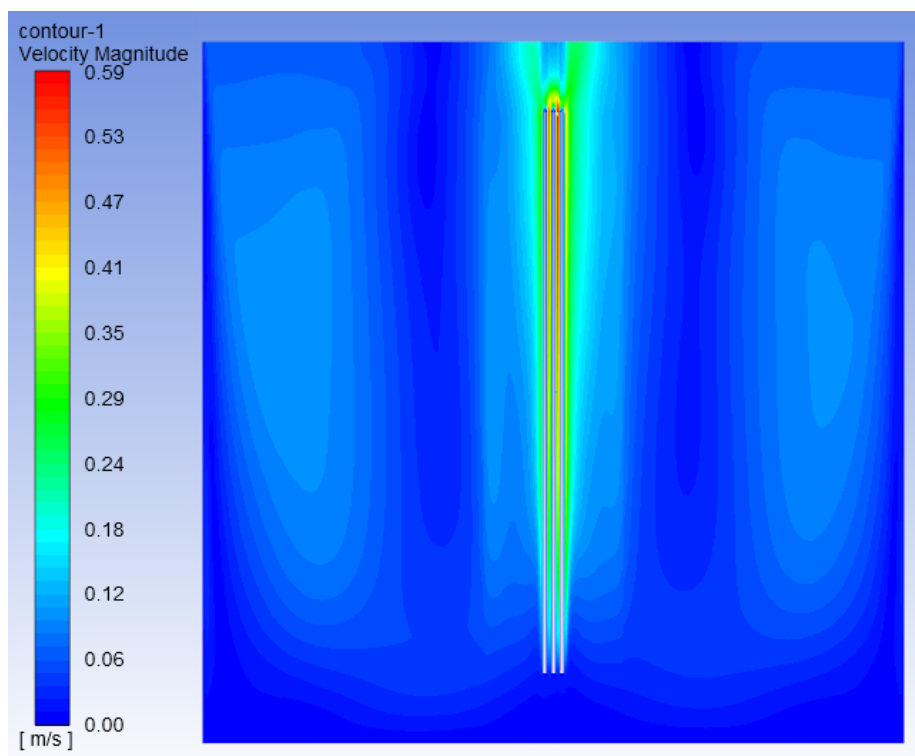




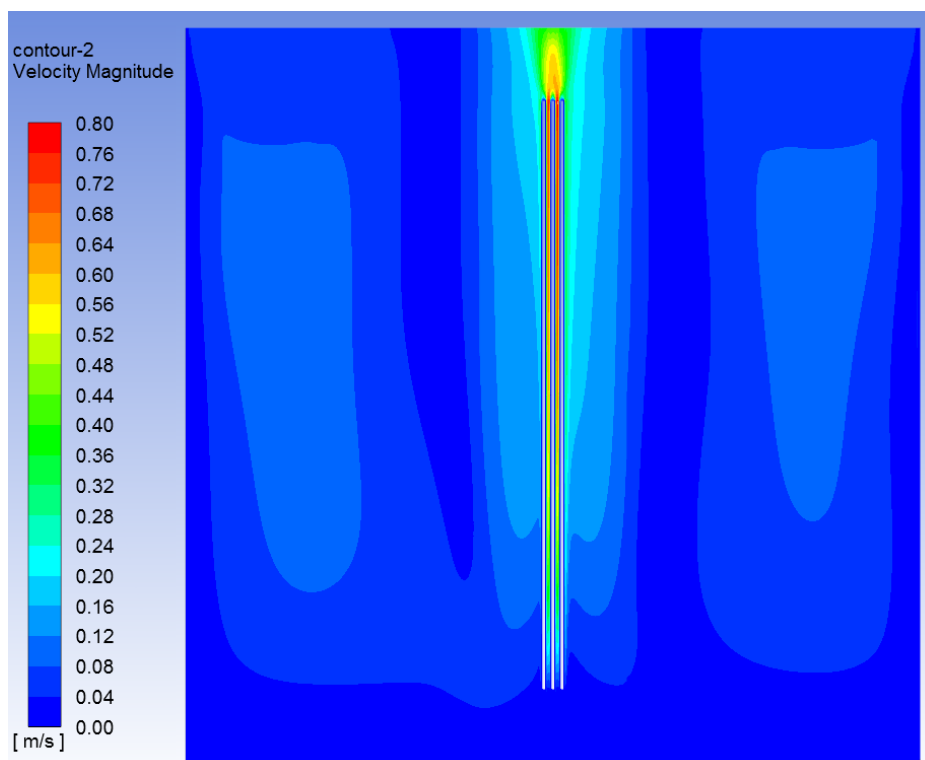
Rysunek 24. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 95,5$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego



Rysunek 25. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 151,6$ A bez udziału promieniowania słonecznego



Rysunek 26. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 95,5$ A, z udziałem promieniowania słonecznego

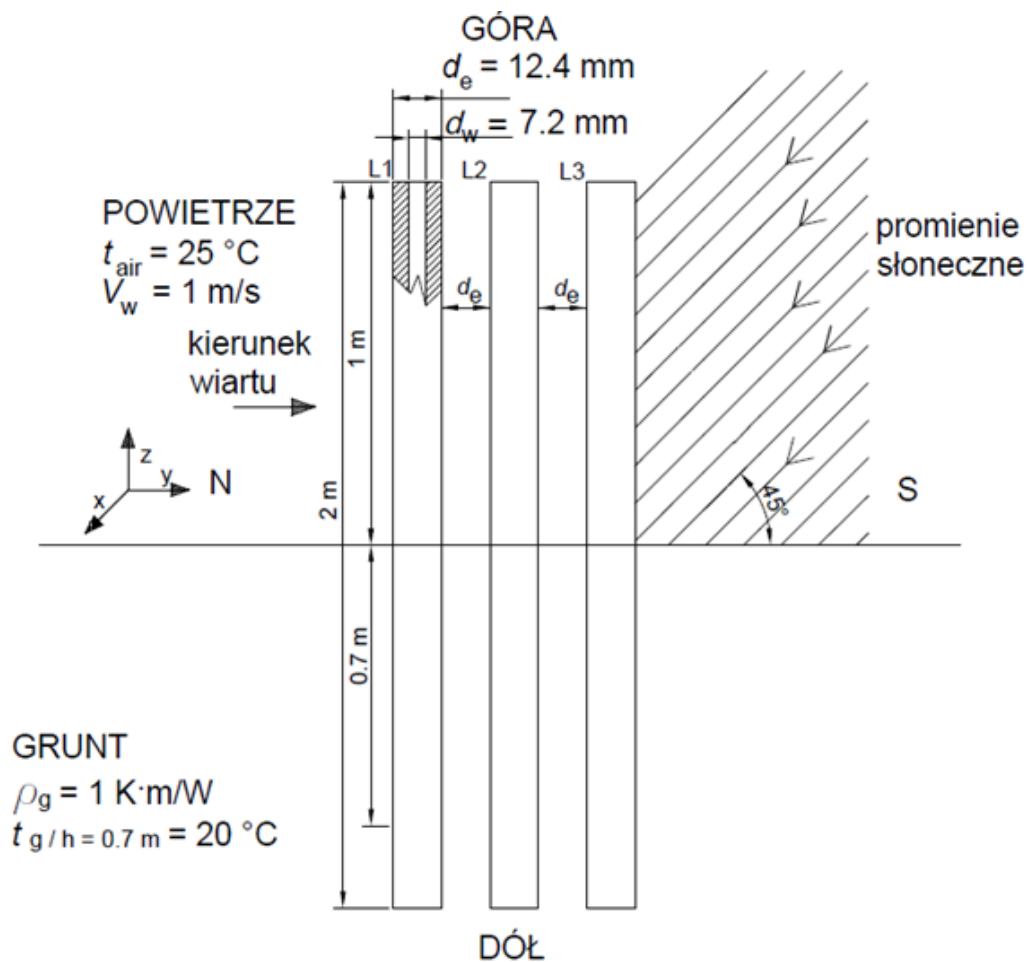


Rysunek 27. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 151,6$ A, bez udziału promieniowania słonecznego

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami można stwierdzić, że w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych występujących w wolnym powietrzu (tzn. obecność promieniowania słonecznego oraz niska prędkość wiatru), przekroczenie temperatury dopuszczalnej długotrwałe z udziałem promieniowania słonecznego, w części instalacji umieszczonej w powietrzu, może wystąpić dla wszystkich analizowanych rezystywności cieplnej gruntu $\rho_g = \{0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5\}$ K·m/W. Wówczas wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych określona ze względu na ułożenie w powietrzu (95,5 A) jest znacznie mniejsza niż wartości obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych zdeterminowanych dla warunków gruntowych (tabela 1). W związku z tym część instalacji ułożona w powietrzu istotnie pomniejsza zdolności przesyłowe całej linii kablowej (częściowo ułożonej w gruncie i częściowo ułożonej w powietrzu) z uwzględnieniem rozpatrywanych wartości rezystywności cieplnej gruntu. Natomiast w przypadku niewystępowania promieniowania słonecznego i rezystywności cieplnej gruntu $\rho_g = \{1,5; 2,0; 2,5\}$ K·m/W stan przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwałe nie występuje. Jednak wg danych zawartych w [3], [103], takie wartości rezystywności cieplnej gruntu w polskich warunkach występują rzadko.

W praktyce, przedstawione przykłady mogą w szczególności dotyczyć linii kablowych ułożonych w ziemi, a połączonych z liniami napowietrznymi najczęściej na słupach. Wówczas istotne jest właściwe zaprojektowanie instalacji ze względu na ryzyko przegrzania przewodów w części nadziemnej, zwłaszcza gdy linia kablowa umieszczona jest w gruncie o niskiej rezystywności cieplnej, co mogłoby sugerować dużą obciążalność długotrwałą.

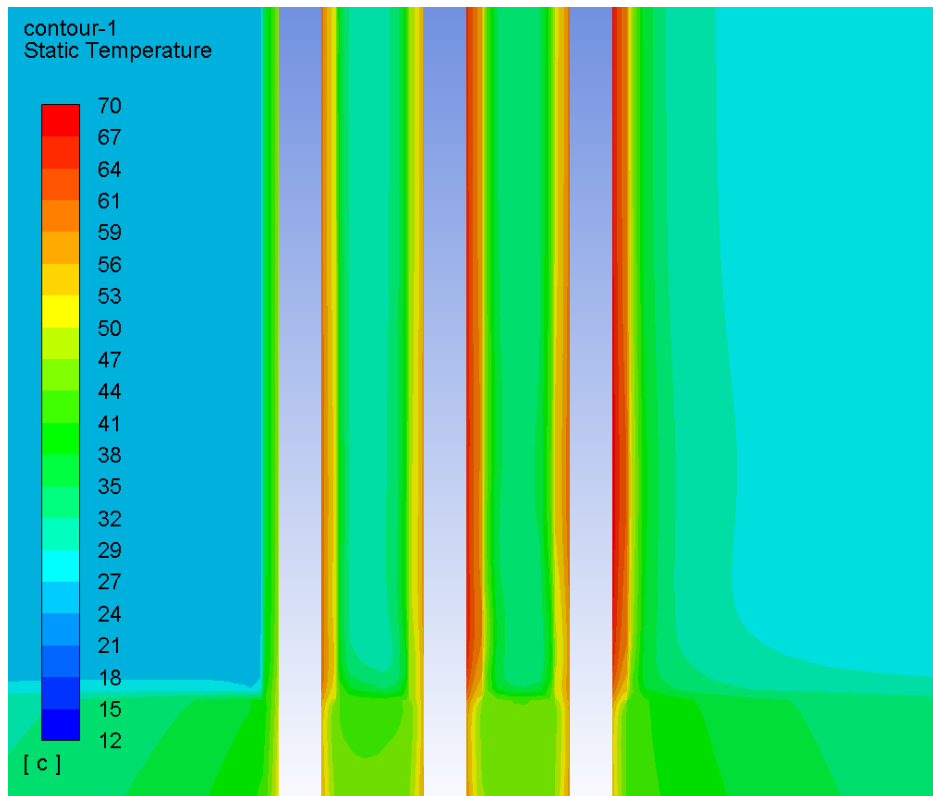
Opisane dotychczas przykłady analiz obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych dotyczyły bardzo niekorzystnych warunków pogodowych, tj. bezwietrznej pogody ($v_w = 0,01$ m/s) oraz intensywnego promieniowania słonecznego (wg rysunku 9). W celu głębszej analizy czynników wpływających na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych w powietrzu, przeprowadzono dodatkowe symulacje wg modelu zawartego na rysunku 28. Jako rezystywność cieplną gruntu przyjęto wartość typową dla polskich warunków $\rho_g = 1,0$ Km/W. Temperatura gruntu na głębokości 70 cm wynosi 20 °C, a na głębokości 1 m temperatura osiąga wartość 12 °C. Dodatkowo zamodelowano wiatr wiejący z prędkością v_w równą 1 m/s, w kierunku północ – południe (N–S) wg oznaczenia na rysunku 28.



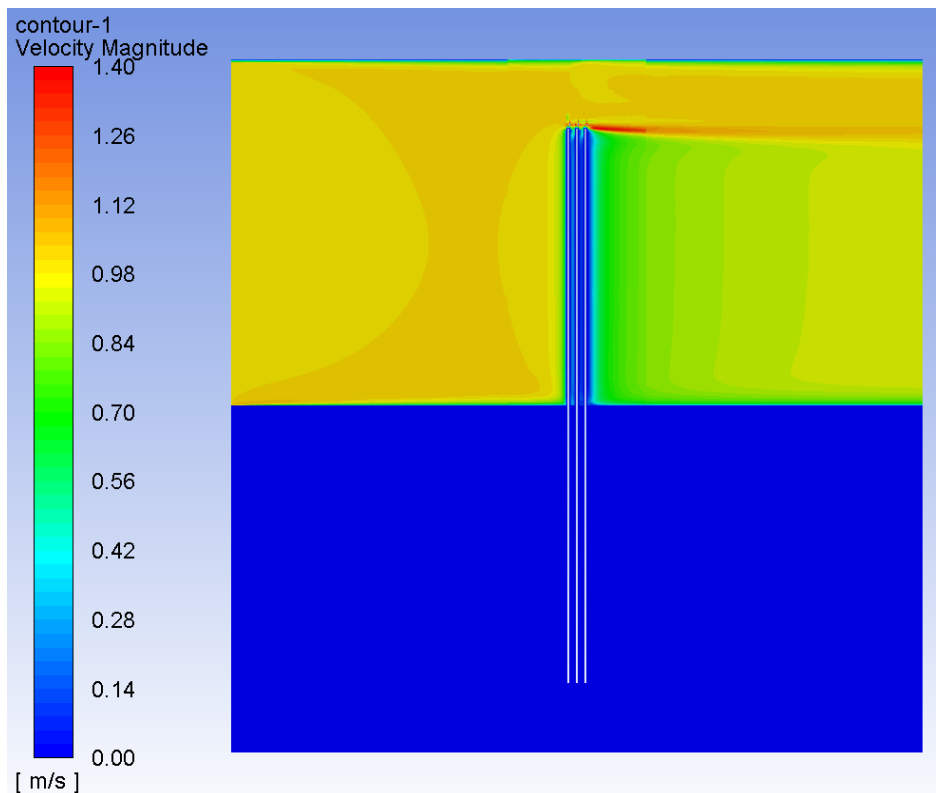
Rysunek 28. Geometria oraz warunki brzegowe analizowanej linii kablowej

Nie uwzględniając promieniowania słonecznego oraz biorąc pod uwagę wiatr, rozkład temperatury przedstawiono na rysunku 29 oraz rozkład prędkości powietrza na rysunku 30. Zgodnie z otrzymanymi wynikami rozkładu temperatury wokół kabli elektroenergetycznych (rys. 29), temperatura kabli w powietrzu wynosi 70 °C, podczas gdy maksymalna temperatura kabli w gruncie wynosi 63 °C. Wówczas obciążalność prądowa długotrwała w układzie symetrycznym wynosi $I_z = 179,2$ A. W porównaniu z wynikami opisanymi na rysunkach 16a i 16b, nie dochodzi do przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwałe w powietrzu, a co więcej, zwiększa się wartość obciążalności prądowej długotrwałe z 151,6 A (rys. 27) do wartości 179,2 A (rys. 29). Decydujący wpływ na poprawę obciążalności prądowej w tym przypadku ma stukrotny wzrost prędkości powietrza (z $v_w = 0,01$ m/s wg rysunku 12 do $v_w = 1$ m/s wg rysunku 28).



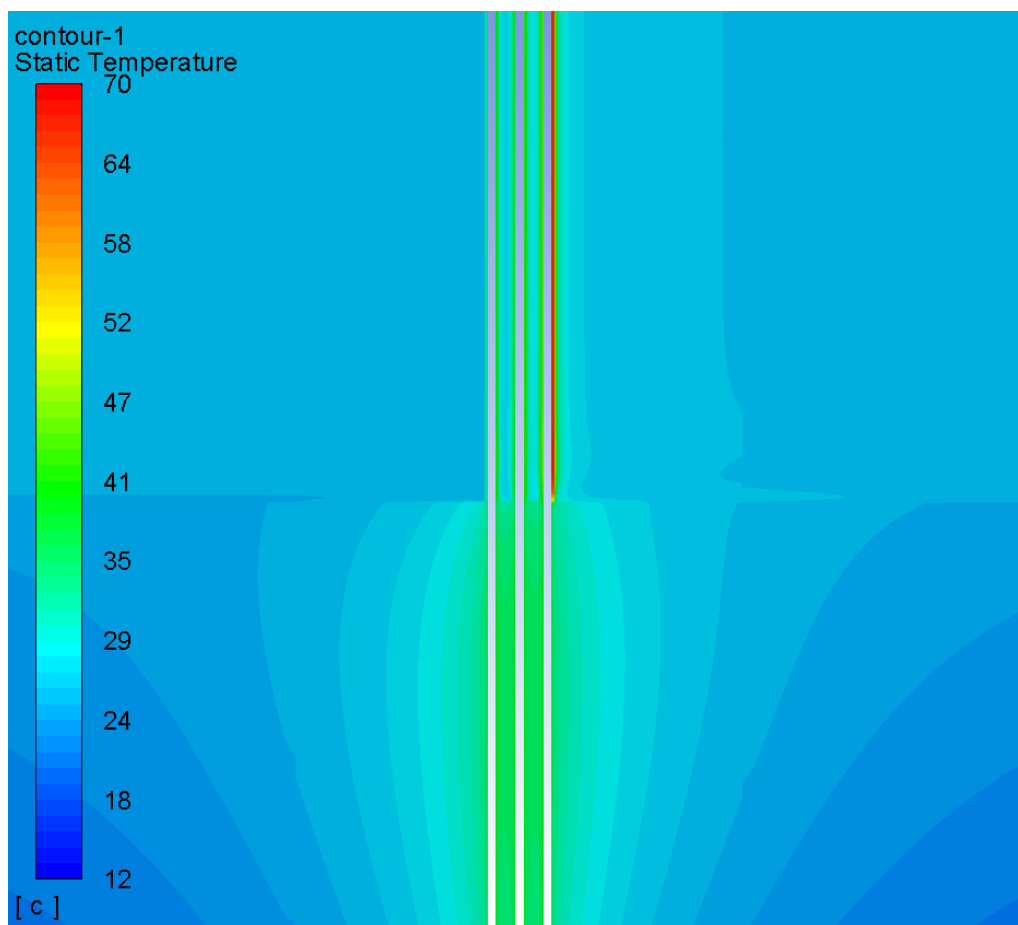


Rysunek 29. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 179,2$ A bez uwzględnienia promieniowania słonecznego (w powiększeniu)



Rysunek 30. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 179,2$ A bez uwzględnienia promieniowania słonecznego

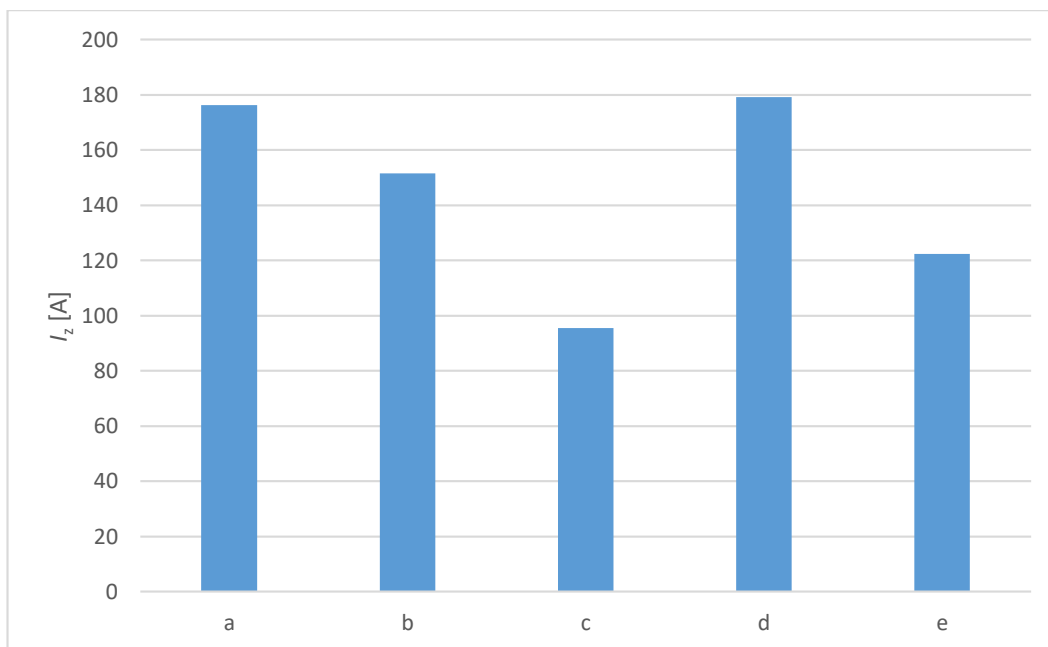
Warty uwagi jest fakt, że dla kabla L1, lewa część izolacji ma niższą temperaturę w porównaniu z kablami L2 i L3, ze względu na omywanie tej powierzchni bezpośrednią strugą powietrza o zadanej temperaturze 25 °C. Rysunek 31 przedstawia rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych z uwzględnieniem promieniowania słonecznego.



Rysunek 31. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 122,3$ A z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)

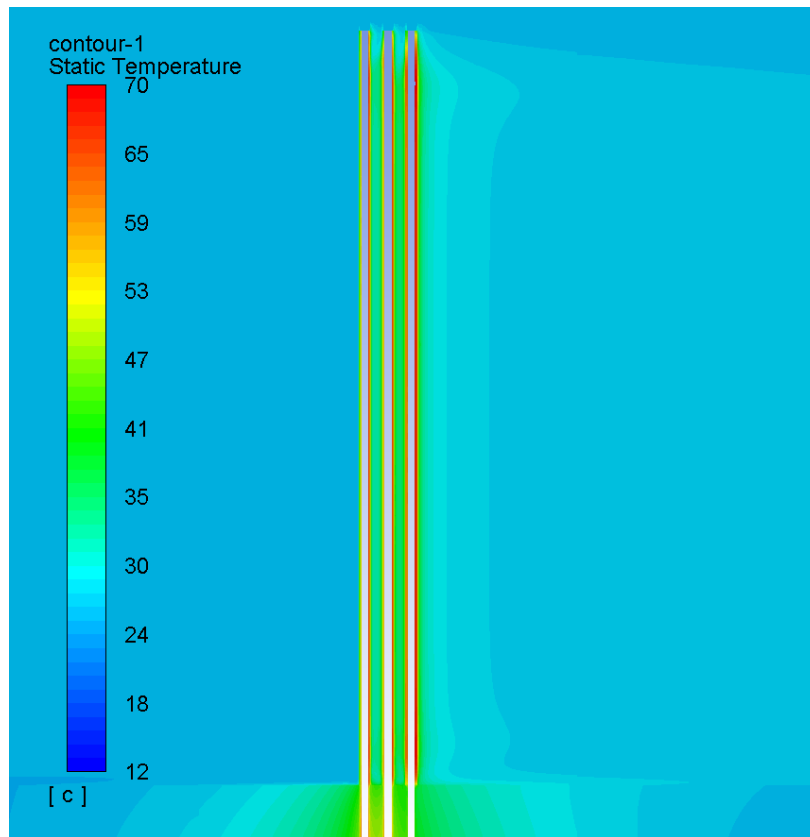
W wyniku oddziaływania promieni słonecznych, wartość obciążalności prądowej długotrwałej w układzie symetrycznym wynosi 122,3 A. Warto podkreślić, że w tym przypadku maksymalna temperatura kabli elektroenergetycznych w gruncie wynosi zaledwie 37 °C. Na podstawie tego można stwierdzić, że powodem tak znaczącej różnicy temperatur pomiędzy odcinkiem instalacji ułożonej w gruncie (37 °C), a odcinkiem instalacji ułożonej w powietrzu (70 °C, max dopuszczalna dla izolacji) jest wpływ promieniowania słonecznego. Rysunek 32 przedstawia zestawienie wybranych obciążalności prądowych w układzie symetrycznym wg modelu przedstawionego w bieżącym rozdziale. Można zauważyć, że przyjmując już wcześniej wspomniane średnie polskie warunki otoczenia kabli elektroenergetycznych, obciążalność

kabli w powietrzu w niekorzystnych warunkach jest istotnie mniejsza niż w przypadku ułożenia w gruncie (przykłady (b) i (c) por. (a) na rys. 32). Jak widać, wiatr istotnie poprawia obciążalność prądową kabli (przykłady (b) i (c) por. (d) i (e) na rys. 32). Co ważne, promieniowanie słoneczne istotnie pomniejsza obciążalność prądową (przykłady (b) i (d) por. (c) i (e) na rys. 32).

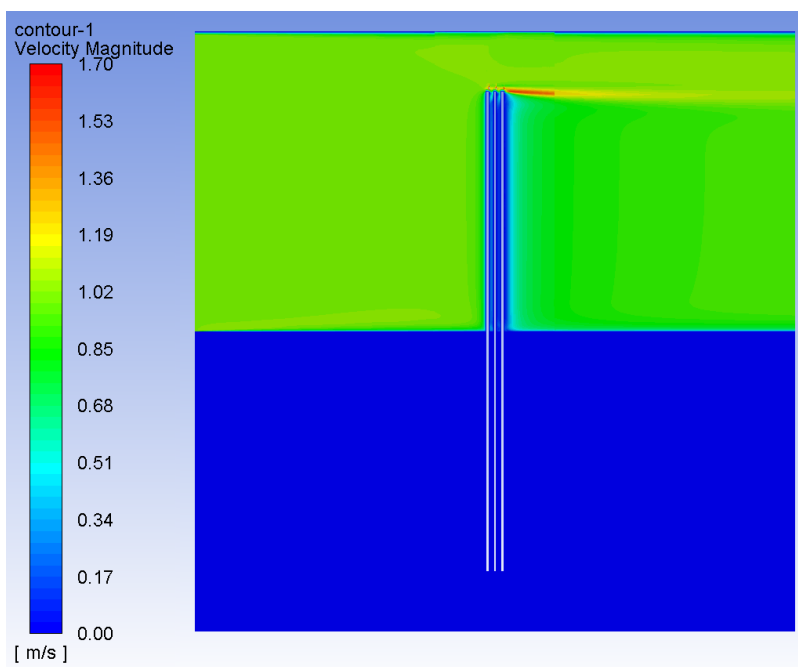


Rysunek 32. Zestawienie wybranych wartości obciążalności prądowych dla układów symetrycznych linii kablowej 3 x YKY 35 mm²: (a) – ułożenie w gruncie $\rho_g = 1$ (K·m)/W; (b) – ułożenie w powietrzu, brak wiatru, brak słońca; (c) – ułożenie w powietrzu, brak wiatru, słońce; (d) – ułożenie w powietrzu, $v_w = 1$ m/s, brak słońca; (e) – ułożenie w powietrzu, $v_w = 1$ m/s, słońce

Aby jeszcze lepiej pokazać wpływ wiatru oraz promieniowania słonecznego, przeprowadzono symulację, która zakłada, że każdy z trzech kabli osiąga temperaturę dopuszczalną długotrwale, co przedstawia rysunek 33. Rozkład temperatury przedstawiony na rysunku 33 wynika z niesymetrycznego obciążenia każdego z kabli elektroenergetycznych. Dla fazy L1 wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $I_{ZL1} = 204,1$ A, dla fazy L2 wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $I_{ZL2} = 185,7$ A, a dla fazy L3 wartość obciążalności prądowej długotrwalej wynosi $I_{ZL3} = 96,8$ A. Zatem różnica pomiędzy fazą L1 a fazą L3 wynosi aż ponad 107 A. Na tak dużą rozbieżność w obciążalności prądowej długotrwalej kabli elektroenergetycznych wpływ mają z jednej strony wiatr, a z drugiej strony promieniowanie słoneczne. Rysunek 34 przedstawia rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych niesymetrycznie wg powyższego opisu.

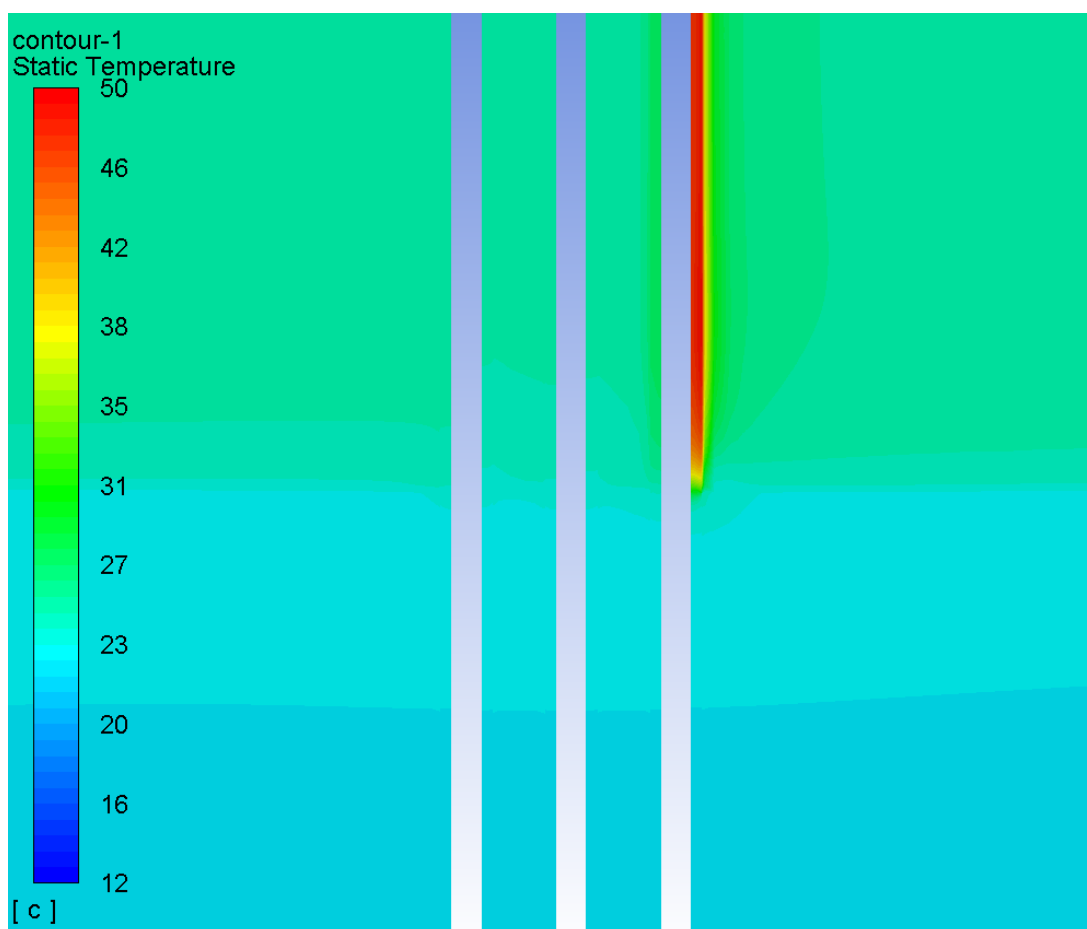


Rysunek 33. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych niesymetrycznie prądem ($I_{ZL1} = 204,1 \text{ A}$; $I_{ZL2} = 185,7 \text{ A}$; $I_{ZL3} = 96,8 \text{ A}$) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)



Rysunek 34. Rozkład prędkości powietrza wokół niesymetrycznie obciążonych kabli elektroenergetycznych ($I_{ZL1} = 204,1 \text{ A}$; $I_{ZL2} = 185,7 \text{ A}$; $I_{ZL3} = 96,8 \text{ A}$) z udziałem promieniowania słonecznego

Rysunek 35 przedstawia w analizowanym modelu wpływ samego promieniowania słonecznego (bez obciążenia prądem) na temperaturę kabla elektroenergetycznego fazy L3 (kabel po prawej stronie). Uwzględniając promieniowanie słoneczne oraz wiatr i brak obciążenia kabli prądem, temperatura izolacji kabla w fazie L3 osiąga wartość 50 °C.



Rysunek 35. Rozkład temperatury wokół nieobciążonych kabli elektroenergetycznych ($I_{ZL1} = I_{ZL2} = I_{ZL3} = 0$ A) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)

Dotychczas zaprezentowane wyniki symulacji jednoznacznie wskazują na istotny wpływ na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych takich czynników jak: prędkość oraz kierunek wiatru, promieniowanie słoneczne czy też sposób ułożenia kabli. Szczegółowa analiza wskazanych czynników zostanie przedstawiona w dalszej części rozprawy.

7. WPŁYW WARUNKÓW ZEWNĘTRZNYCH ORAZ SPOSOBÓW UŁOŻENIA PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH W POWIETRZU NA ICH OBCIĄŻALNOŚĆ PRĄDOWĄ DŁUGOTRWAŁĄ

W niniejszym rozdziale przeanalizowano wpływ na obciążalność prądową długotrwałą przewodów (kabli) następujących czynników:

- kierunku i prędkości wiatru,
- geograficznego ułożenia przewodów elektroenergetycznych,
- promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię izolacji przewodów,
- wybranych sposobów ułożenia przewodów.

Jednoczesne wpływy poszczególnych czynników na obciążalność prądową długotrwałą zostały przedstawione w odniesieniu do przykładowej linii kablowej niskiego napięcia zawierającej trzy kable YKY 35 mm² i uwzględnieniem niekorzystnych warunków z punktu widzenia intensywności wymiany ciepła. Niektóre szczegółowe analizy zostały wykonane dla jednego kabla o podanym wyżej oznaczeniu.

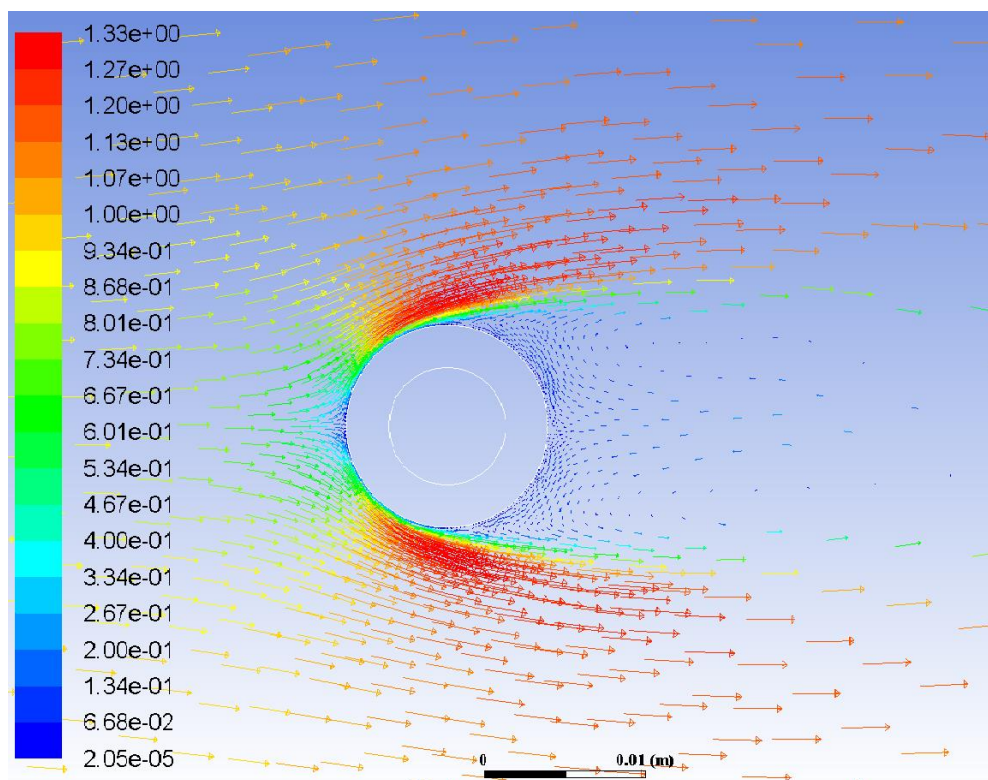
W praktyce prędkość wiatru może przyjmować różne kierunki, zwykle będzie można wyróżnić zarówno składową prostopadłą, jak i równoległą w stosunku do powierzchni kabla elektroenergetycznego. W analizie obu tych kierunków wykazano istotne różnice wpływające na intensywność wymiany ciepła pomiędzy kablem a otoczeniem.

Rysunek 36 przedstawia wektory prędkości powietrza przepływającego prostopadle do osi pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm². Na wlocie znajdującym się na lewej płaszczyźnie domeny obliczeniowej zadano prędkość równą $v_w = 1$ m/s prostopadle do osi kabla elektroenergetycznego. Temperatura otoczenia wynosi 30 °C. W tym przypadku liczba Reynoldsa wynosi:

$$Re = \frac{\rho \cdot v_w \cdot d_h}{\mu} = \frac{1,18 \cdot 1 \cdot 12,4 \cdot 10^{-3}}{1,56 \cdot 10^{-5}} = 938 \quad (40)$$

gdzie:

d_h – wymiar charakterystyczny jako średnica hydrauliczna równa średnicy zewnętrznej kabla d_e .



Rysunek 36. Wektory prędkości powietrza przy przepływie prostopadłym do powierzchni kabla

Do obliczenia średniej liczby Nusselta dla przepływu prostopadłego można skorzystać z zależności Hilperta (41) [92], która jest ważna dla liczby Prandtla większej lub równej 0,7, a współczynniki potrzebne do wyliczenia wartości liczby Nusselta podane są w tabeli 3.

Tabela 3. Stałe C i m dla wyliczenia liczby Nusselta z zależności Hilperta

Lp.	Re	C	m
1	0,4-4	0,989	0,330
2	4-40	0,911	0,385
3	40-4000	0,683	0,466
4	4000-40000	0,193	0,618
5	40000-400000	0,027	0,805

$$Nu_p = C \cdot Re^m \cdot Pr^{\frac{1}{3}} = 0,683 \cdot 938^{0,466} \cdot 0,715^{\frac{1}{3}} = 14,82 \quad (41)$$

gdzie:

$Pr = 0,715$ dla powietrza o temperaturze 30 °C.

Zatem konwekcyjny współczynnik przejmowania ciepła dla prostopadłego przepływu powietrza wyrażony jest relacją:

$$\alpha_p = \frac{\lambda_{\text{air}}}{d_e} Nu_p = \frac{0,026}{12,4 \cdot 10^{-3}} \cdot 14,82 \cong 31 \text{ W/m}^2\text{K} \quad (42)$$

gdzie:

λ_{air} – przewodność cieplna powietrza w temperaturze 30 °C, W/(m·K).

W przypadku gdy kierunek przepływu jest inny niż prostopadły do osi kabla elektroenergetycznego, można skorzystać z zależności (43) podanej w [97], która odnosi się do opływu cylindrów pod różnym kątem i określa wartość współczynnika przejmowania ciepła α_γ w zależności od kąta napływu:

$$\alpha_\gamma = \alpha_p \cdot \varepsilon_\gamma \quad (43)$$

gdzie:

ε_γ – współczynnik poprawkowy ze względu na kąt napływu do osi walca, - .

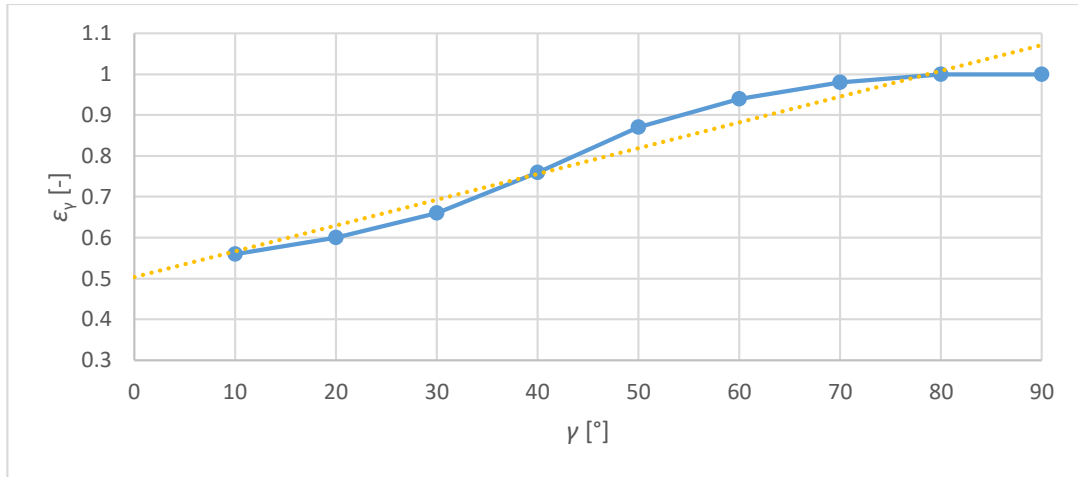
Zgodnie z [97], zależność kąta napływu powietrza γ od wartości poprawki ε_γ zawarta jest w tabeli 4.

Tabela 4. Zależność współczynnika poprawkowego ε_γ w zależności od kąta napływu płynu

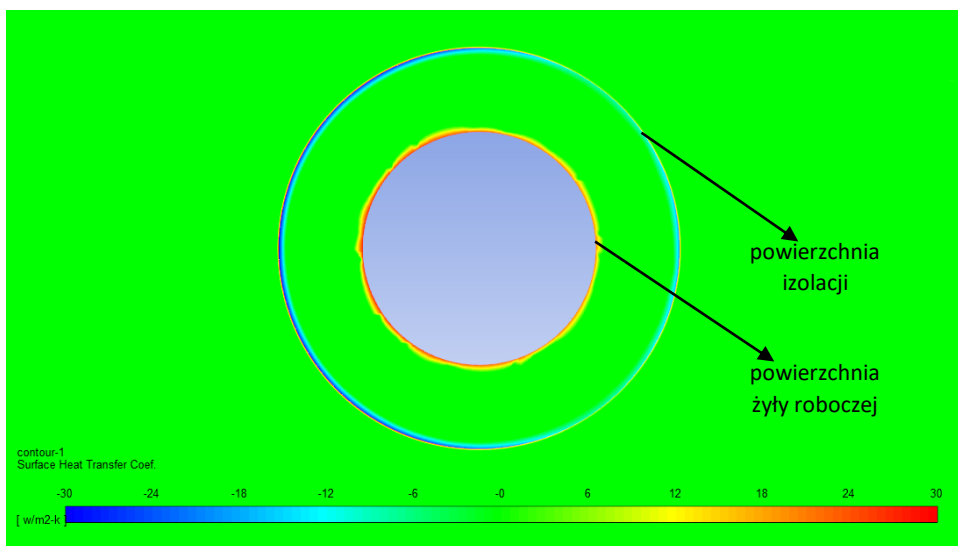
γ [°]	90	80	70	60	50	40	30	20	10
ε_γ	1,0	1,0	0,98	0,94	0,87	0,76	0,66	0,60	0,56

Na rysunku 37 kolorem niebieskim została przedstawiona zależność współczynnika poprawkowego ε_γ od kąta napływu γ według tabeli 4. Kolorem pomarańczowym została wprowadzona autorska aproksymacja danych przy zastosowaniu linii trendu, aby określić wartość poprawki ε_γ dla kąta napływu $\gamma = 0^\circ$, czyli dla przepływu równoległego do osi kabla elektroenergetycznego. Zatem według interpretacji graficznej z rysunku 37 można uznać, że w przepływie równoległym do osi kabla elektroenergetycznego, wartość poprawki ε_γ równa jest 0,5. W związku z tym wartość współczynnika przejmowania ciepła dla przepływu równoległego α_r wynosi:

$$\alpha_r = \alpha_p \cdot 0,5 = 15,5 \text{ W/m}^2\text{K} \quad (44)$$



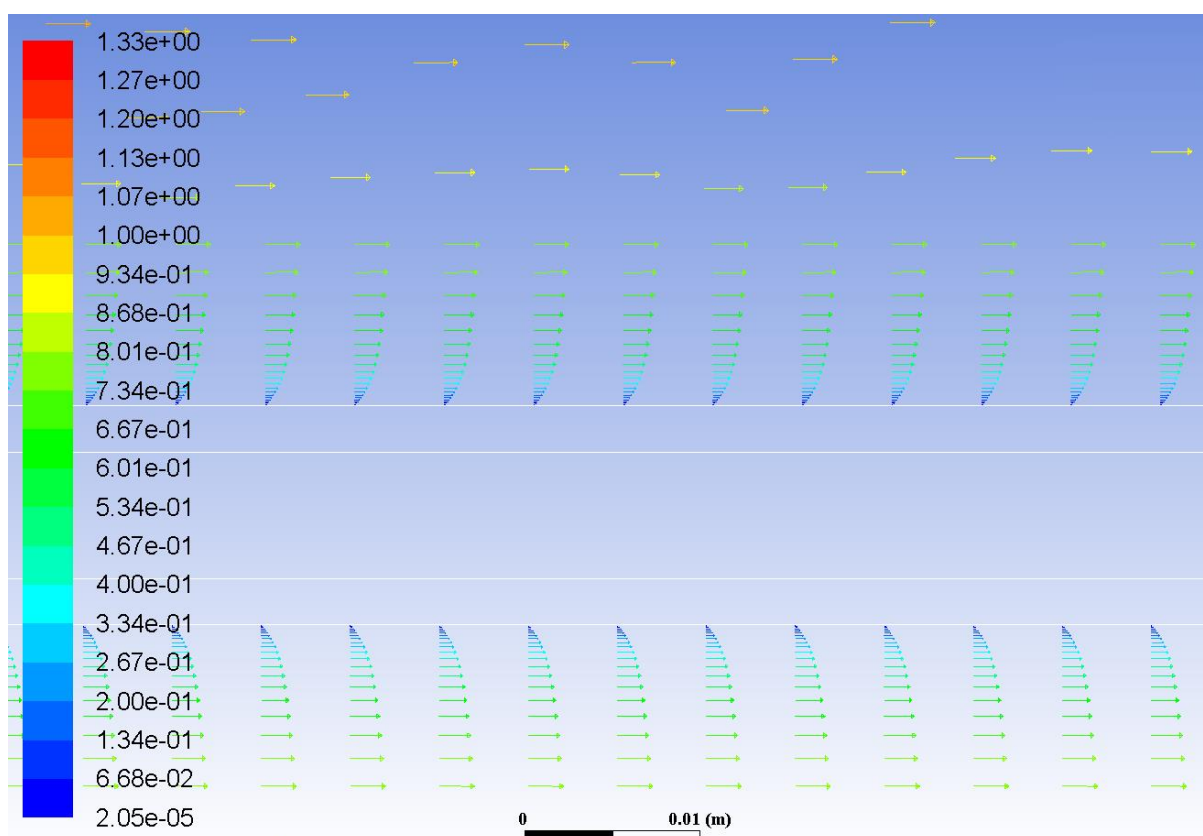
Rysunek 37. Graficzna interpretacja zależności współczynnika poprawkowego ϵ_γ od kąta napływu γ . Dokonując dalszej analizy można stwierdzić, że intensywność konwekcyjnej wymiany ciepła dla kabli elektroenergetycznych zależy od kierunku napływu wiatru na powierzchnię kabla elektroenergetycznego. Najbardziej intensywna wymiana następuje w przepływie prostopadłym do osi przewodu, a najmniej intensywnie ciepło przejmowane jest przez powietrze, gdy przepływ jest równoległy do osi kabla elektroenergetycznego. W rzeczywistości współczynnik przejmowania ciepła jest z zakresu $(0,5 \div 1) \alpha_p$. Przedstawiony przykład obliczeniowy dotyczy kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm² i prędkości wiatru 1 m/s, jednakże podane zależności (40÷43) są uniwersalne i obowiązują dla innych przewodów elektroenergetycznych w warunkach konwekcji wymuszonej. Rysunek 38 przedstawia rozkład współczynników przejmowania ciepła dla przepływu z rysunku 36.



Rysunek 38. Rozkład lokalnych współczynników przejmowania ciepła α w przepływie prostopadłym

Jak wynika z tego rozkładu, wartość współczynnika przejmowania ciepła dla jego opływu wynosi $30 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$, co jest zbliżone z otrzymaną wartością współczynnika na podstawie zależności 42.

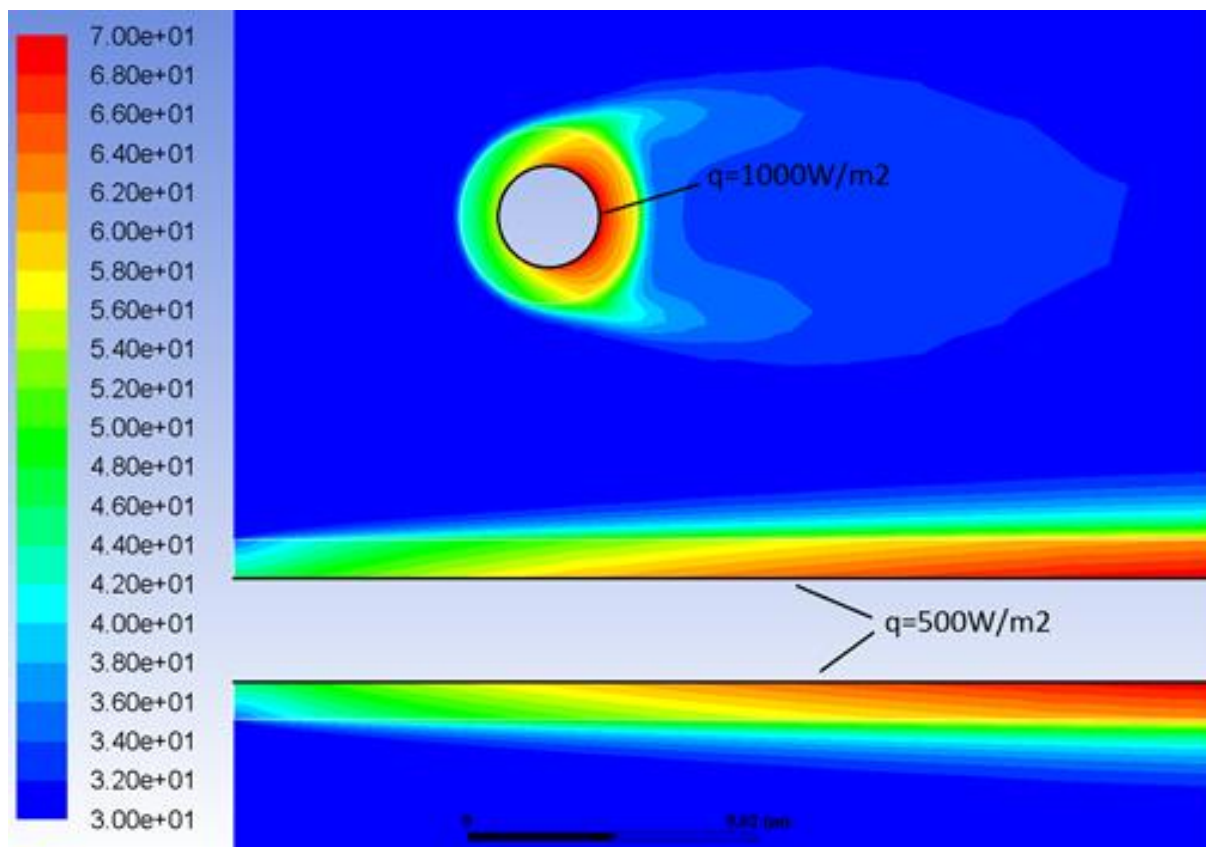
Rysunek 39 przedstawia rozkład wektorów powietrza przy przepływie równoległym do powierzchni kabla elektroenergetycznego. Podobnie jak dla rozważań kabla ułożonego prostopadle do przepływu powietrza, zadana prędkość powietrza wynosi $v_w = 1 \text{ m/s}$, a temperatura powietrza wynosi $30 \text{ }^\circ\text{C}$.



Rysunek 39. Wektory prędkości powietrza przy przepływie równoległym do powierzchni kabla

Na rysunku 39 wyraźnie widać zdecydowanie mniejsze prędkości powietrza w pobliżu powierzchni izolacji (niebieskie wektory prędkości) niż w oddaleniu od tej powierzchni. Związane jest to z występowaniem warstwy przyściennej powstającej w otoczeniu izolacji oraz lepkością powietrza opływającego kształt. Wymiana ciepła w tym przypadku następuje głównie przez przewodzenie w hydraulicznej warstwie przyściennej. W porównaniu z rozkładem prędkości dla przepływu prostopadłego (rys. 36) widać wyraźnie, że ruch powietrza w bliskim otoczeniu ścianki izolacji w przypadku przepływu równoległego jest bardziej uwarstwiony (laminarny) w porównaniu z przepływem prostopadłym do osi kabla

elektroenergetycznego, gdzie laminarna warstwa przyścienna jest zdecydowanie cieńsza oraz występują struktury wirowe.

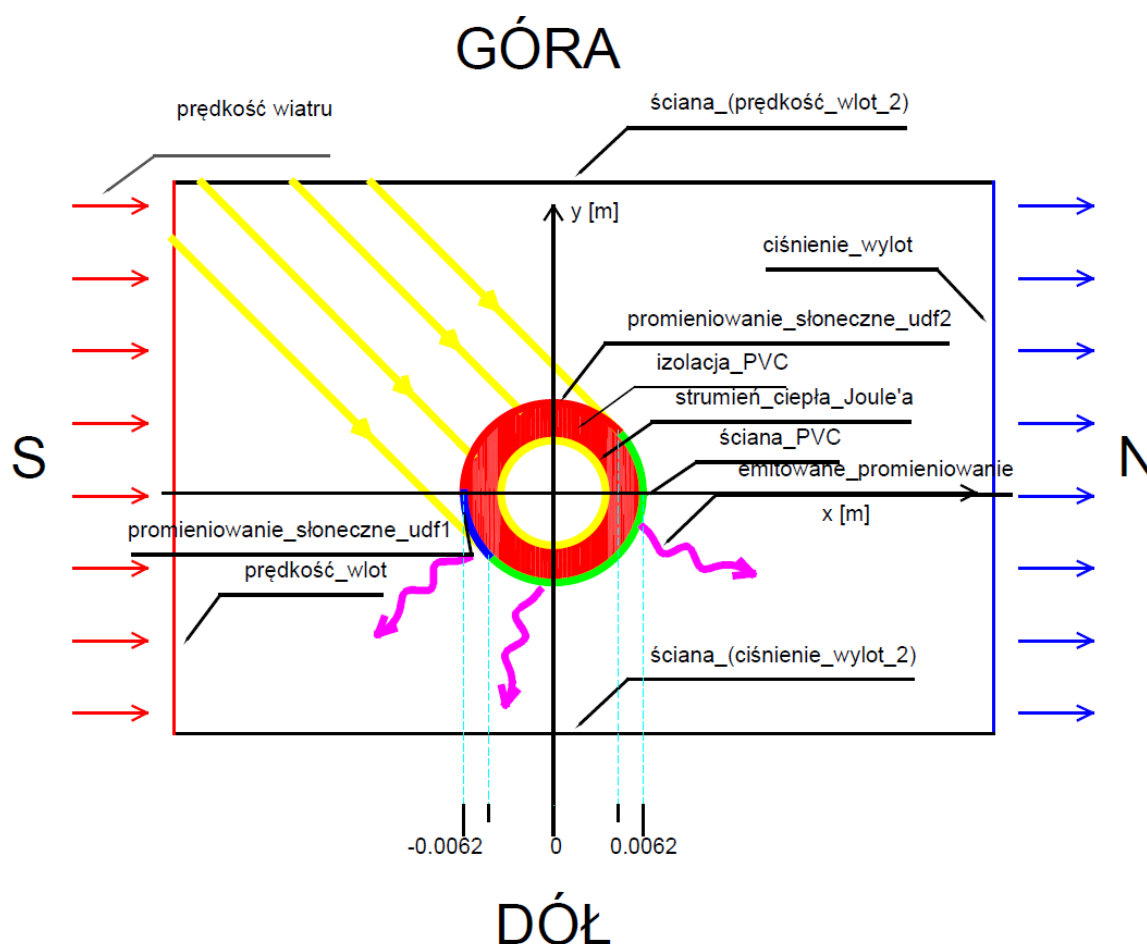


Rysunek 40. Porównanie rozkładu temperatury przy przepływie prostopadłym oraz równoległym do osi kabla elektroenergetycznego

W efekcie okazuje się, że nawet przy bardzo niewielkiej drodze pokonanej wzdłuż kabla elektroenergetycznego i przy zbliżonej temperaturze izolacji ($70\text{ }^{\circ}\text{C}$) powietrze w przepływie równoległym do osi kabla elektroenergetycznego jest w stanie odebrać dwukrotnie mniej ciepła niż powietrze o kierunku prostopadłym do osi kabla elektroenergetycznego, przy niezmiennym kierunku i prędkości powietrza oraz niezmiennej temperaturze powietrza. Na rysunku 40 zaznaczono wartości strumienia ciepła Joule'a zadane warunkiem brzegowym. Otrzymane wartości współczynnika przejmowania ciepła dla przepływu prostopadłego (42) oraz równoległego (44) do osi kabla elektroenergetycznego, potwierdzają uzyskane wyniki obliczeń numerycznych zawarte na rysunku 39, gdyż dwukrotnie mniejszy współczynnik przejmowania ciepła powoduje dwukrotnie mniejsze przenoszenie ciepła na drodze konwekcji. Zatem wpływ kierunku wiatru jest istotny ze względu na warunki wymiany ciepła

między kablem elektroenergetycznym a otoczeniem, a tym samym na wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych.

W celu dokonania szerszej analizy warunków zewnętrznych oraz sposobów ułożenia wpływających na obciążalność kabli elektroenergetycznych w powietrzu, przeprowadzono wielowariantowe symulacje w oparciu o model przedstawiony na rysunku 41.

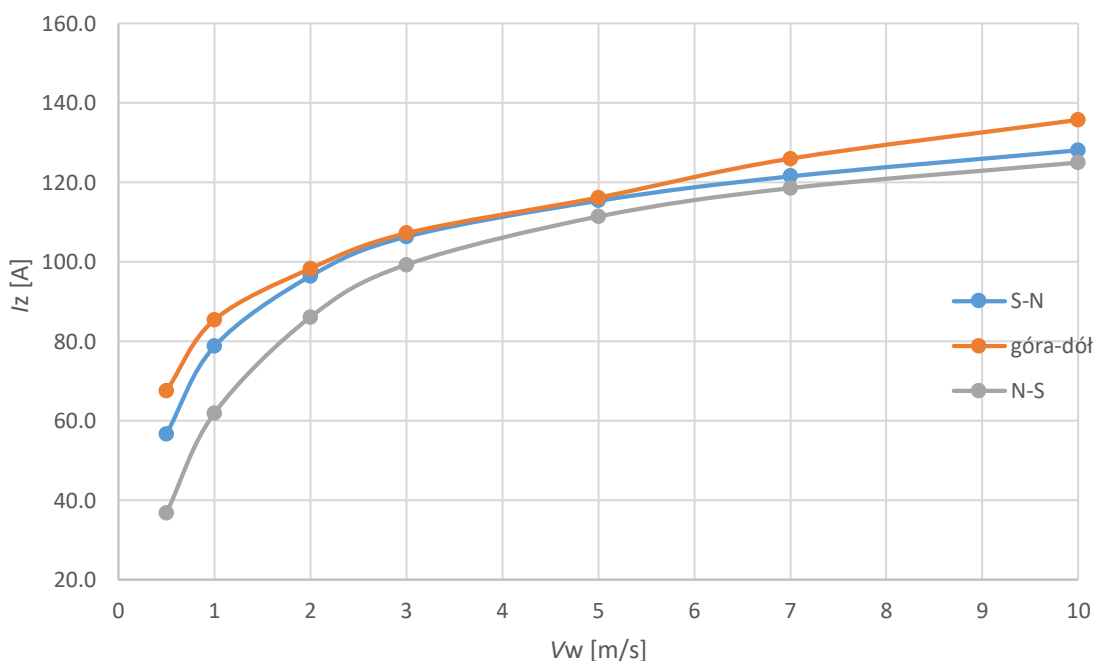


Rysunek 41. Uproszczona geometria modelu numerycznego wraz z zaznaczonymi warunkami brzegowymi

Rysunek 41 przedstawia geometrię modelu numerycznego z podanymi warunkami brzegowymi rozpatrywanymi w analizach. Ze względu na czytelność, na rysunku podano przekrój pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm², podczas gdy w analizach rozpatrywano sposoby ułożenia modelowej linii kablowej 3 x YKY 35 mm², określone na rysunku 11a),b),c). Obliczenia numeryczne zostały przeprowadzone dla układu dwuwymiarowego. Promieniowanie słoneczne zaznaczone na rysunku 41, padające na powierzchnię izolacji od strony południowej (S), określone jest dla wysokości słońca nad horyzontem równej 60°. W tym celu zdefiniowano funkcje (ang. *user-defined function, udf*)

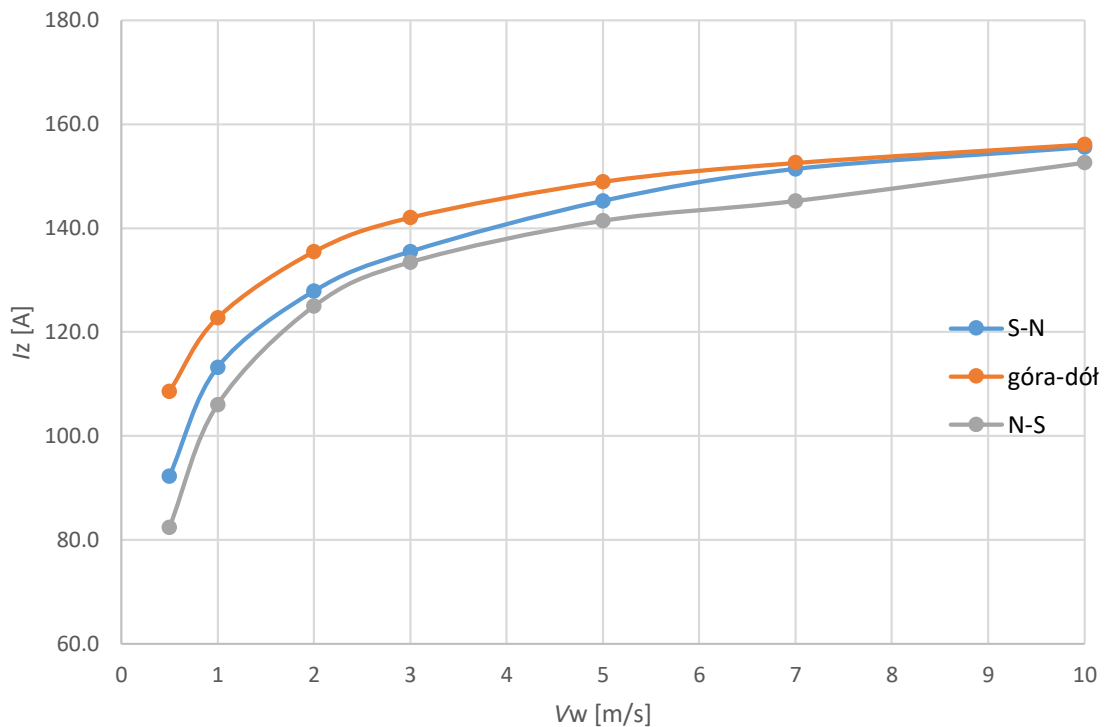
opisane zależnością (37) w układzie współrzędnych kartezjańskich przedstawionym na rysunku 41 i zaimplementowane w ANSYS Fluent. W analizach zostało uwzględnione przenoszenie ciepła przy udziale radiacji, konwekcji oraz przewodzenia. Według oznaczenia na rysunku 41, linia kablowa ułożona jest w kierunku geograficznym wschód – zachód.

W celu oceny wpływu prędkości wiatru na obciążalność prądową długotrwałą linii kablowej, zamodelowano prostopadły przepływ powietrza w stosunku do osi kabli elektroenergetycznych. Skierowane prostopadle powietrze ma prędkość na wlocie równą $v_w = \{0,5; 1; 2; 3; 5; 7; 10\}$ m/s. Rozpatrując układ symetrycznie obciążony prądem, wyznaczenie obciążalności prądowej długotrwałej zostało określone dla temperatury dopuszczalnej długotrwałe (dla PVC: 70 °C) występującej w którymkolwiek miejscu izolacji. Przepływ powietrza zamodelowany jest w trzech kierunkach według opisu z rysunku 41: góra – dół, północ – południe (N–S), południe – północ (S–N). Wyniki symulacji w postaci zależności obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości v_w i kierunku napływu powietrza dla analizowanych sposobów ułożenia przedstawiono na rysunkach 42 – 44.

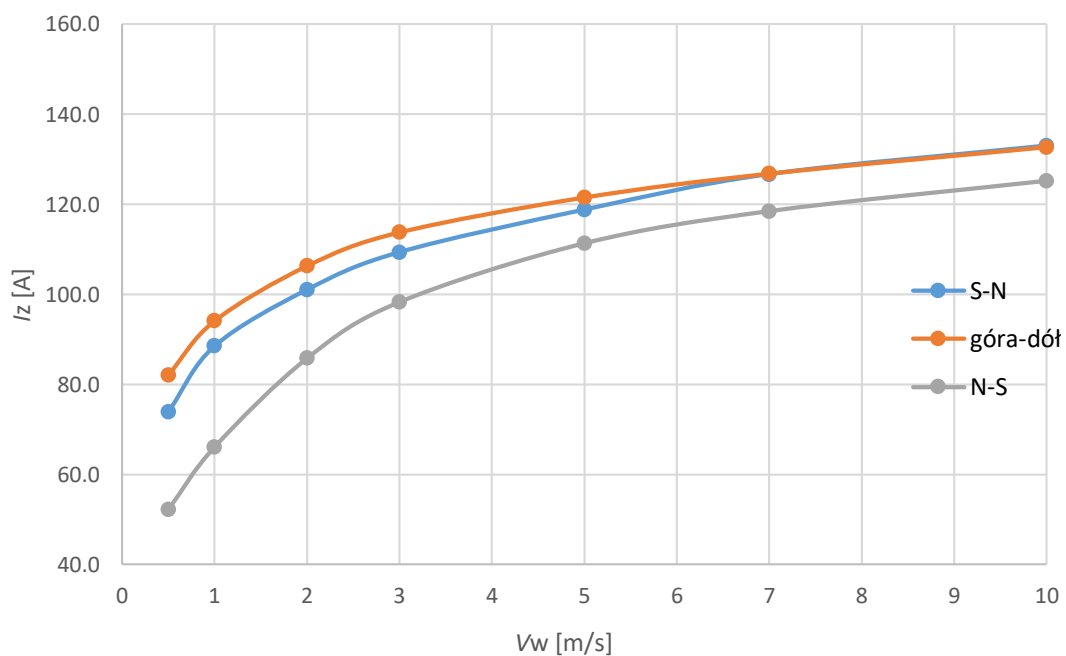


Rysunek 42. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11a)





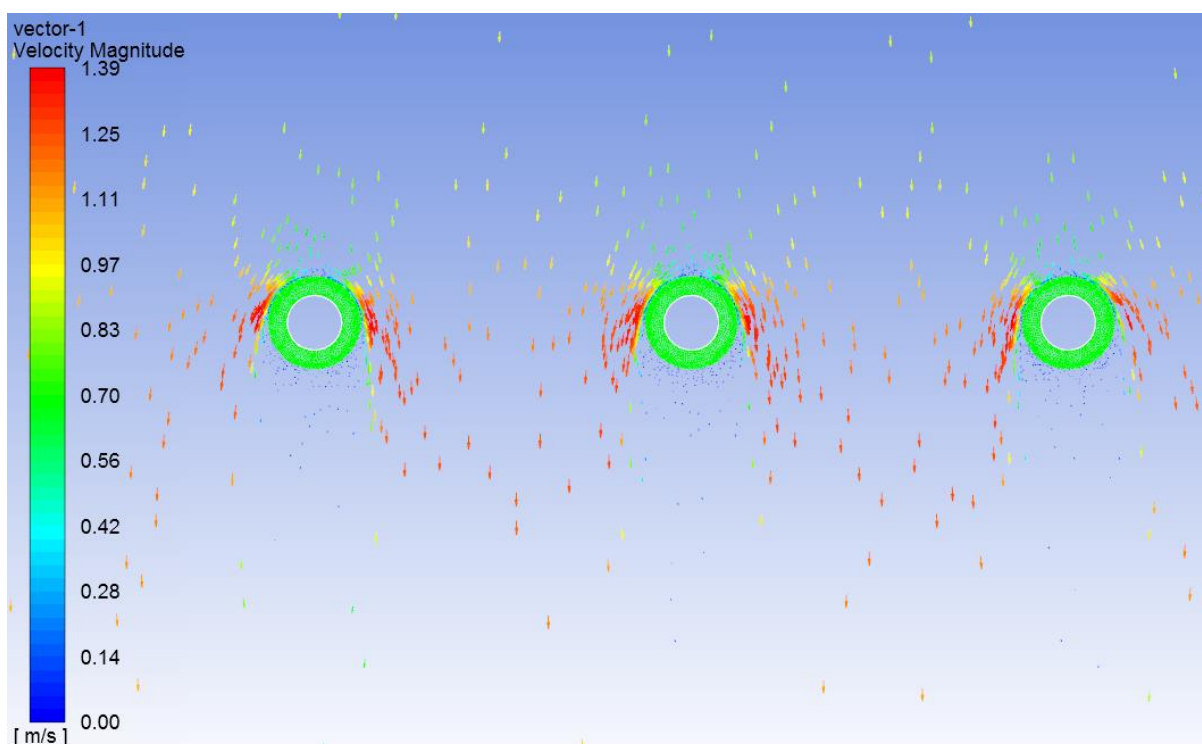
Rysunek 43. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11b)



Rysunek 44. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11c)

Analizując otrzymane wyniki zawarte na rysunkach 42, 43 i 44 można stwierdzić, że najbardziej intensywna wymiana ciepła następuje w przypadku przepływu powietrza

w kierunku góra – dół, w porównaniu z kierunkiem S–N i N–S. Wówczas otrzymano porównywalnie większe wartości obciążalności prądowej długotrwałej I_z kabli elektroenergetycznych. Dla przepływu w kierunku góra – dół występuje bardziej intensywna wymiana ciepła pomiędzy powierzchnią kabli elektroenergetycznych w linii a zadaniem strumieniem przepływającego powietrza. W tym przypadku, dla analizowanych sposobów ułożenia, przepływ może zostać odwzorowany jako omywanie pojedynczego kabla elektroenergetycznego, co przedstawia rysunek 45.

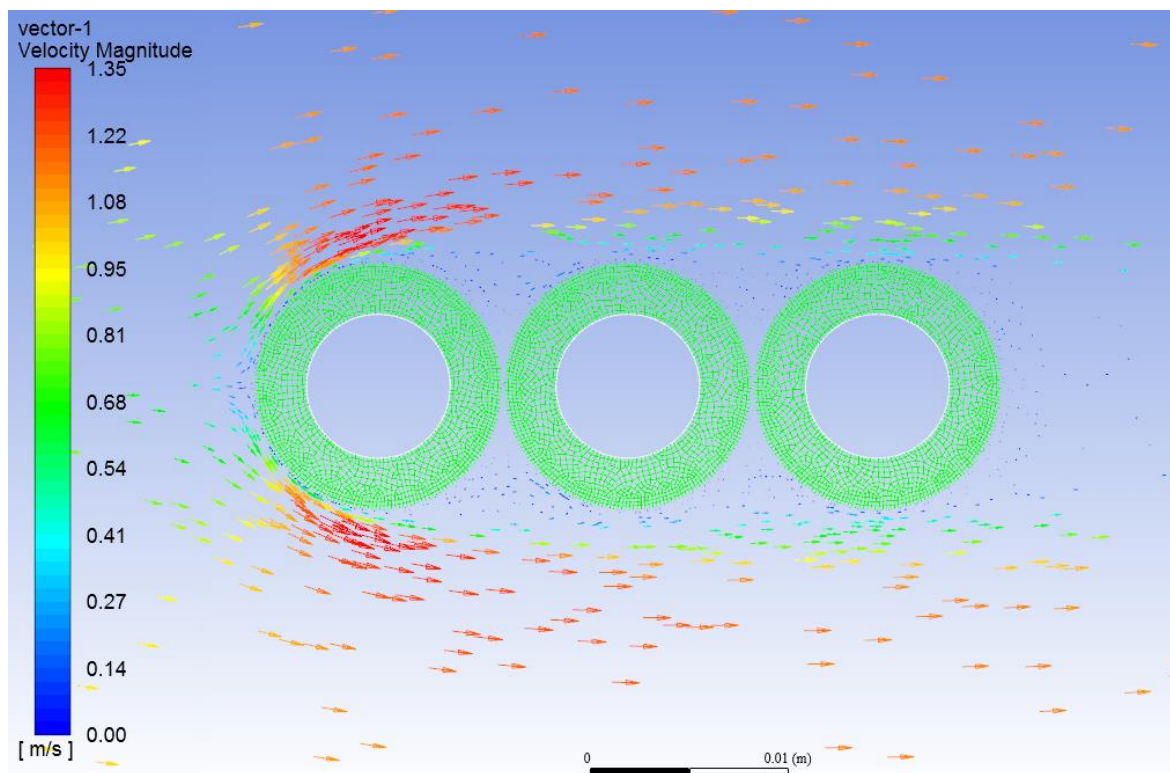


Rysunek 45. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11b)

Na rysunku 45 wektory prędkości powietrza wokół każdego kabla elektroenergetycznego przedstawiają struktury wirowe (zagęszczenie wektorów prędkości), które powodują intensyfikację konwekcyjnej wymiany ciepła pomiędzy kablem a powietrzem. Prędkość powietrza zwiększa się do 1,39 m/s, gdzie zadaną wartością jest 1 m/s w przepływie „góra – dół”.

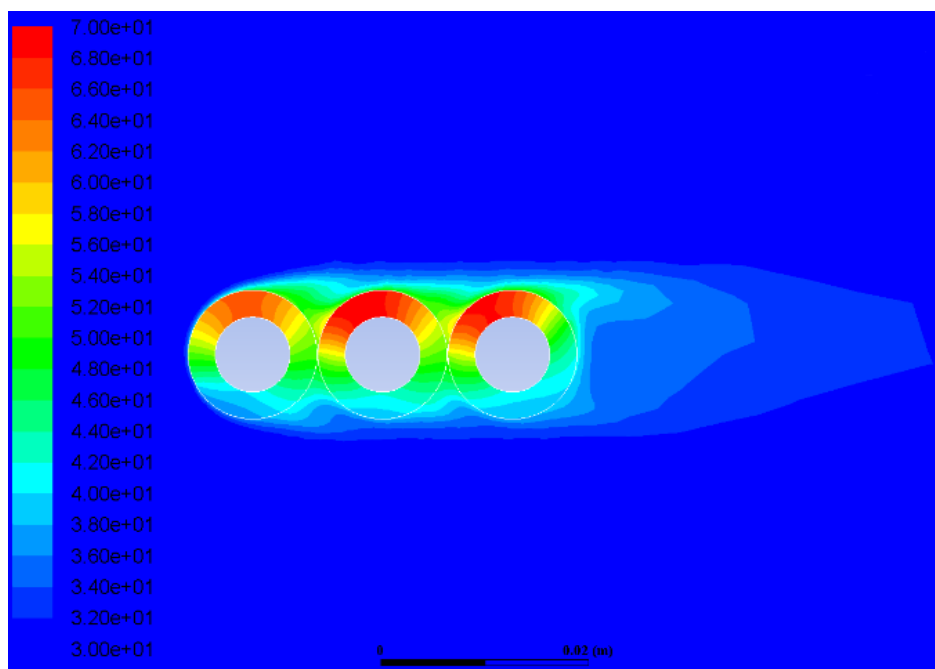
W przypadku przepływu powietrza w kierunku N–S oraz S–N przejmowanie ciepła jest mniej intensywne. Optyw kabli elektroenergetycznych przez powietrze odbywa się według zasady, że pierwszy kabel elektroenergetyczny omywany jest przez powietrze jak pojedynczy kabel, natomiast następne kable znajdują się w strukturach przepływu kabli poprzedzających, co przedstawiają rysunki 47 i 48. Im przepływ powietrza jest bardziej turbulentny (większa

prędkość napływu powietrza), tym konwekcyjne przejmowanie ciepła jest coraz bardziej intensywne.

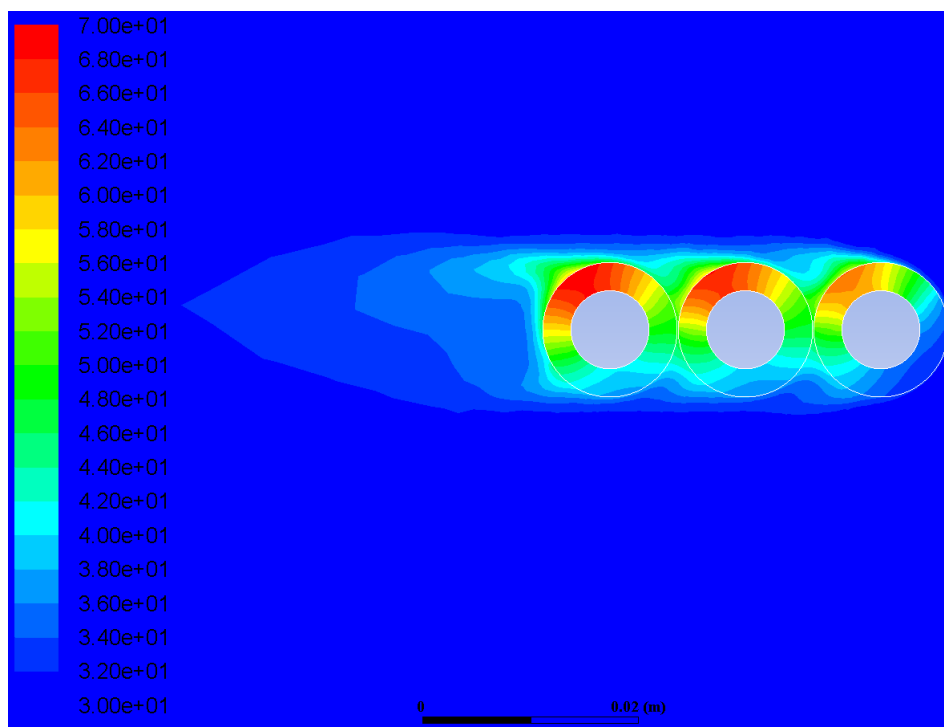


Rysunek 46. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11 a)

Na rysunku 46 przedstawiono rozkład wektorów prędkości powietrza dla napływu S–N, gdzie można zauważyć, że pierwszy kabel (z lewej, L1) opływany jest przez powietrze o większej prędkości w porównaniu z rozkładem prędkości wokół kabla L2 i L3, w związku z czym lokalnie przejmowanie ciepła wokół pierwszego kabla jest bardziej intensywne. Rysunek 47 przedstawia rozkład temperatury w analizowanym przypadku, w którym pierwszy kabel elektroenergetyczny (L1), do którego dociera najwięcej ciepła promieniowania słonecznego spośród pozostałych (kable L2 i L3 znajdują się geometrycznie w strefie cienia zgodnie z geometrią przedstawioną na rysunku 41) ma niższe wartości temperatury izolacji w porównaniu z kablami L2 i L3, które decydują o obciążalności linii kablowej. Zmieniając kierunek przepływu powietrza na N–S (rysunek 48), obciążalność prądową długotrwałą linii kablowej determinuje pierwszy kabel (z lewej, L1) omywany strugą powietrza jako ostatni.



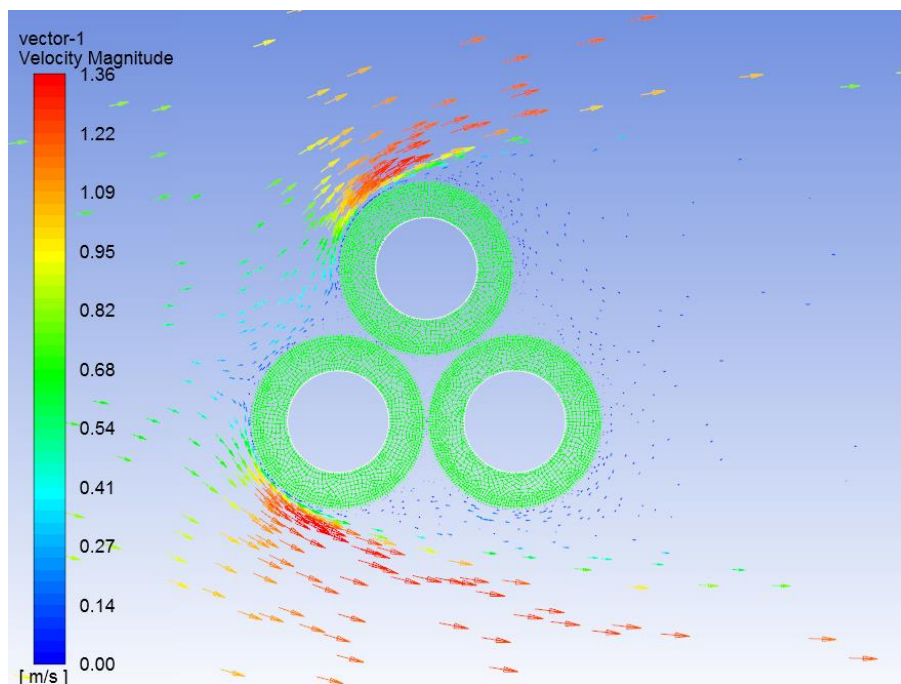
Rysunek 47. Pola temperatur dla przepływu powietrza w kierunku S–N z prędkością $v_w = 1$ m/s



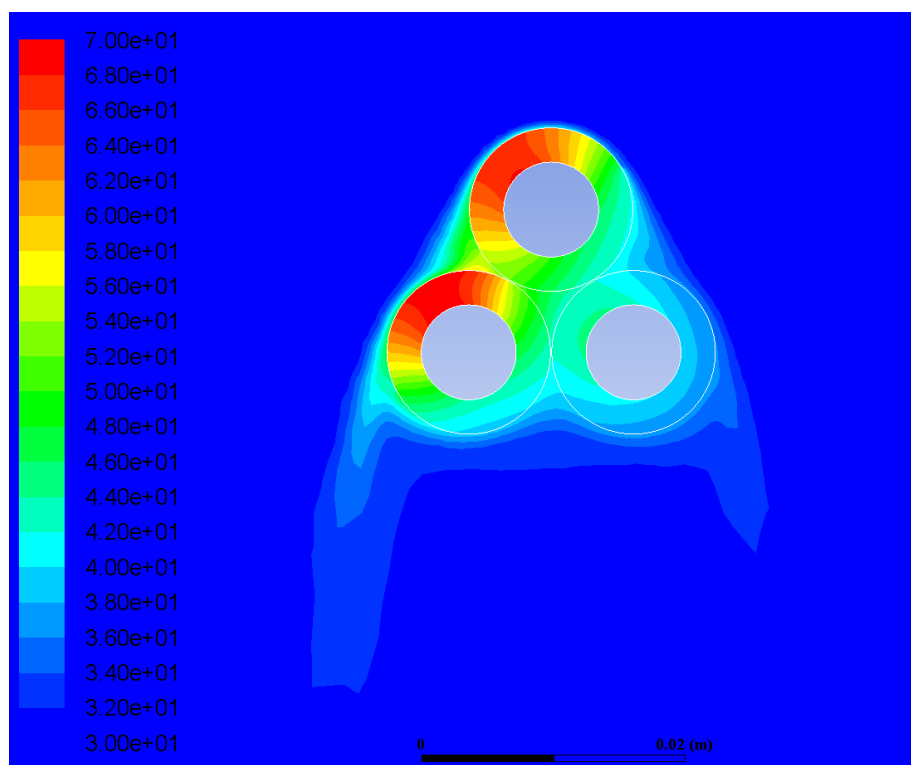
Rysunek 48. Pola temperatur dla przepływu powietrza w kierunku N–S z prędkością $v_w = 1$ m/s

W porównaniu wyników rozkładów temperatur na rysunkach 47 i 48 istotne jest odniesienie do otrzymanej obciążalności prądowej długotrwałej, która różni się we wspomnianych przykładach aż o 27%. Dla przykładu z rysunku 47 obciążalność prądowa

długotrwała (największe dopuszczalne symetryczne obciążenie wszystkich kabli) wynosi $I_z = 61,9$ A, a dla przykładu przedstawionego na rysunku 48 obciążalność wynosi $I_z = 78,8$ A.



Rysunek 49. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11c)



Rysunek 50. Rozkład temperatury dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11c)

Rysunki 49 i 50 przedstawiają przykładową analizę rozkładu wektorów powietrza i temperatury dla ułożenia trójkątnego. Jak można zauważyć, dla tego rodzaju ułożenia ciepło doprowadzone do układu kabli elektroenergetycznych jest istotnie ograniczone ze względu na występującą strefę cienia ograniczającą promieniowanie słoneczne wynikającą z dowolnego kąta padania promieni słonecznych na powierzchnię kabli elektroenergetycznych. W efekcie ułożenie trójkątne kabli elektroenergetycznych zwiększa obciążalność prądową długotrwałą linii kablowej w porównaniu z ułożeniem płaskim stykającym się, co potwierdzają wykresy na rysunkach 43 i 44. Najlepszym sposobem ułożenia kabli elektroenergetycznych spośród analizowanych sposobów jest ułożenie płaskie z odstępem pomiędzy kablami równym 50 mm. Dla tego rodzaju ułożenia obciążalność prądowa długotrwała linii kablowej jest największa (spośród rozpatrywanych). Jak przedstawiają wyniki zawarte na rysunkach 42, 43 oraz 44, prędkość napływu powietrza ma istotny wpływ na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych. Wpływ ten jest szczególnie zauważalny dla prędkości $v_w = 0,5 \div 3$ m/s, gdzie niewielki przyrost prędkości powoduje znaczące zwiększenie obciążalności prądowej długotrwałej linii kablowej dla przeanalizowanych sposobów ułożenia. Uzasadnieniem tego zjawiska jest fakt, że wzrost prędkości napływu powietrza powoduje proporcjonalny wzrost liczby Reynoldsa według zależności (23). Zatem przepływ powietrza staje się coraz bardziej turbulentny. Wówczas to coraz mniejsze znaczenie ma kierunek przepływu powietrza. Według zależności przypisanych wymuszonej, konwekcyjnej wymianie ciepła, wzrost liczby Reynoldsa skutkuje wzrostem liczby Nusselta. Zwiększenie liczby Nusselta daje w rezultacie zwiększenie współczynnika przejmowania ciepła α wg zależności (25). Wówczas to konwekcyjna wymiana ciepła staje się dominującym sposobem wymiany ciepła pomiędzy kablem elektroenergetycznym a otoczeniem.

Aby ocenić zmienność mocy cieplnej przypadającej na 1 m bieżącej długości kabla elektroenergetycznego w ciągu dnia w zależności od geograficznego kierunku ułożenia kabla i godziny w ciągu dnia skorzystano z zależności określającej wysokość słońca w ciągu doby [101]:

$$\sin A_L = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos t \quad (45)$$

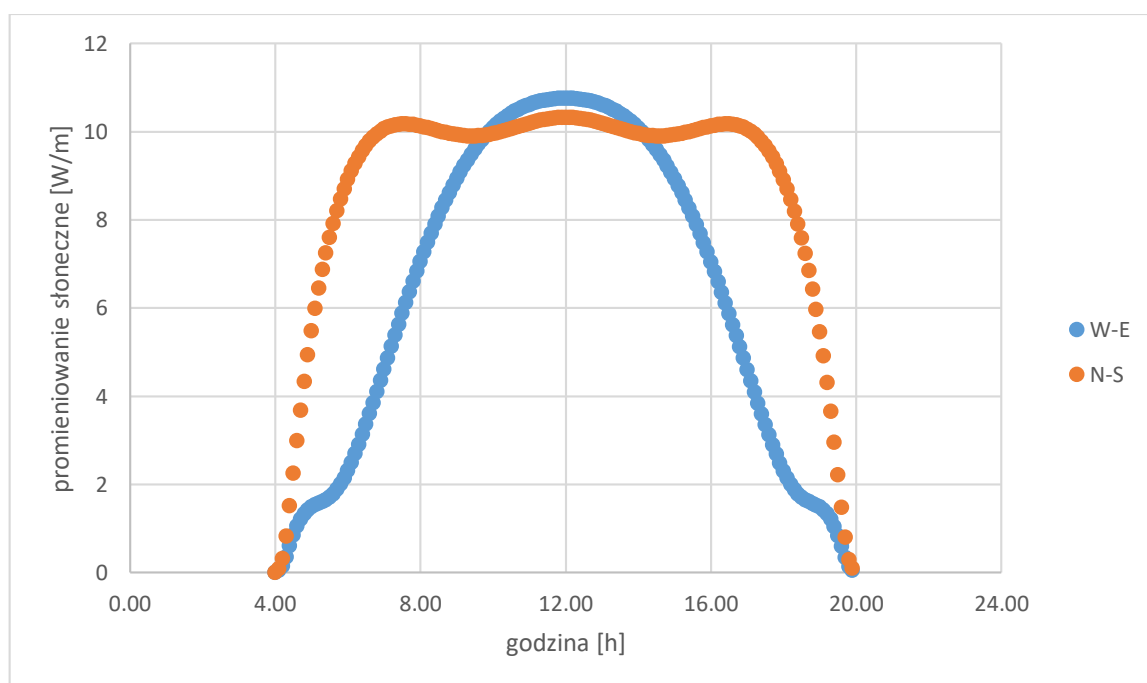


gdzie:

δ – deklinacja Słońca, [°],

t – kąt godzinny Słońca, [°].

Deklinacja to jedna ze współrzędnych określająca położenie na sferze niebieskiej. Dla Słońca wartość ta jest zmienna i zależy od dnia w ciągu roku. W dniu przesilenia letniego (22 czerwca) wartość deklinacji jest największa i osiąga wartość $\delta = 23.5^\circ$. Kąt godzinny to kąt pomiędzy aktualnym azymutem słońca a kierunkiem południowym. Upraszczając zagadnienie, kąt godzinny to różnica godzin od południa czasu słonecznego, gdzie jedna godzina odpowiada 15° . Zależność (45) jest zmienną, którą należy podstawić do wzorów (36) lub (37) w zależności od ułożenia kabla elektroenergetycznego. Na rysunku 51 przedstawiono zależność dostarczonej energii cieplnej z promieniowania słonecznego od godziny w ciągu dnia (22. czerwca) dla ułożenia poziomego przewodu o jednostkowej długości, w kierunku geograficznym N–S i W–E.

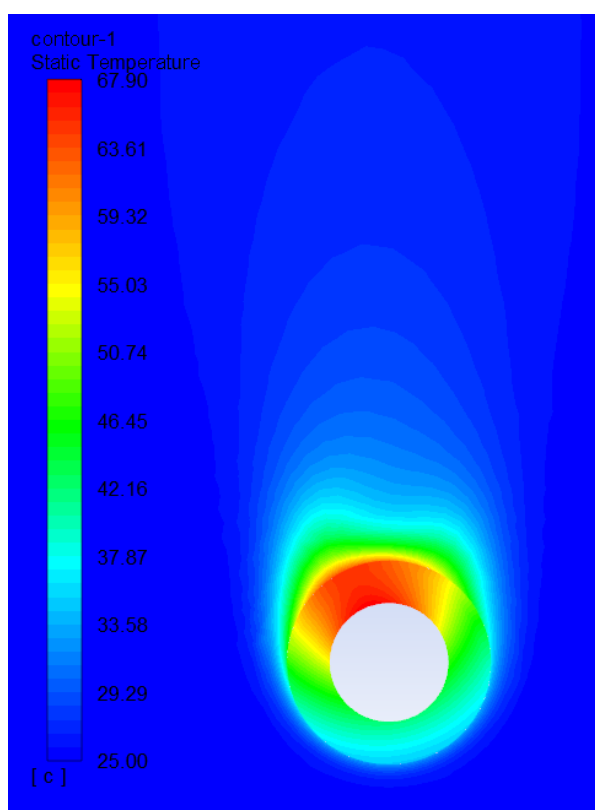


Rysunek 51. Wpływ godziny w ciągu dnia (22. czerwca) na moc ciepłą promieniowania słonecznego dostarczoną do 1 m bieżącego przewodu elektroenergetycznego dla ułożenia linii w kierunku W–E i N–S [104]

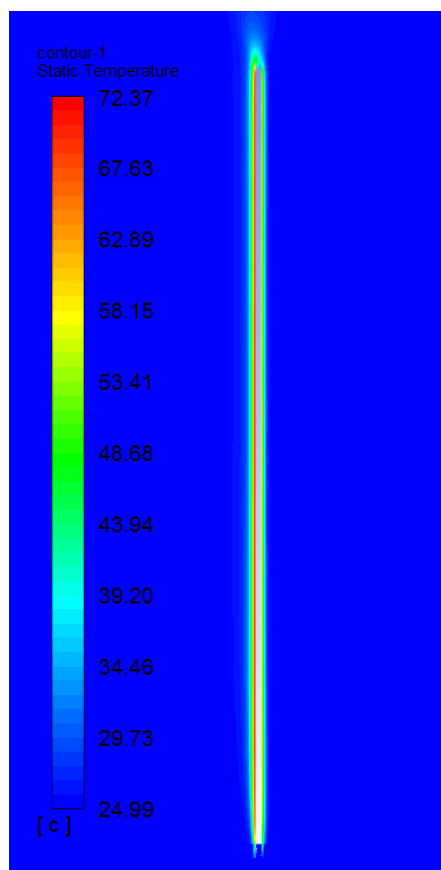
W przypadku ułożenia kabli elektroenergetycznych w kierunku N–S całkowita energia promieniowania przypadająca na jednostkę długości kabla elektroenergetycznego będzie większa niż w przypadku ułożenia W–E (pole powierzchni pod krzywymi).

8. ZWIĘKSZENIE OBCIĄŻALNOŚCI PRĄDOWEJ DŁUGOTRWAŁEJ PRZEWODÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH PRZEZ ZASTOSOWANIE EFEKTU KOMINOWEGO

Promieniowanie słoneczne oraz wiatr istotnie wpływają na wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych, co zostało omówione w rozdziałach poprzedzających. Co istotne, wpływ obu tych czynników zależy od sposobu ułożenia kabli elektroenergetycznych. Wobec tego dokonano analizy obciążalności prądowej długotrwałej pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm² w zależności od ułożenia poziomego i pionowego. W obu tych przypadkach zadano tę samą wartość gęstości strumienia ciepła Joule'a $q_j = 500 \text{ W/m}^2$. Promieniowanie słoneczne w obu przypadkach pada pod kątem 60° na powierzchnię izolacji. Obie symulacje odwzorowywały warunki konwekcji swobodnej, gdzie strumień powietrza w prostopadłościennym obszarze obliczeniowym zadany był w kierunku dół – góra strumieniem masowym $\dot{m} = 0,0001 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$. Rozkład temperatur dla ułożenia poziomego przedstawia rysunek 52.

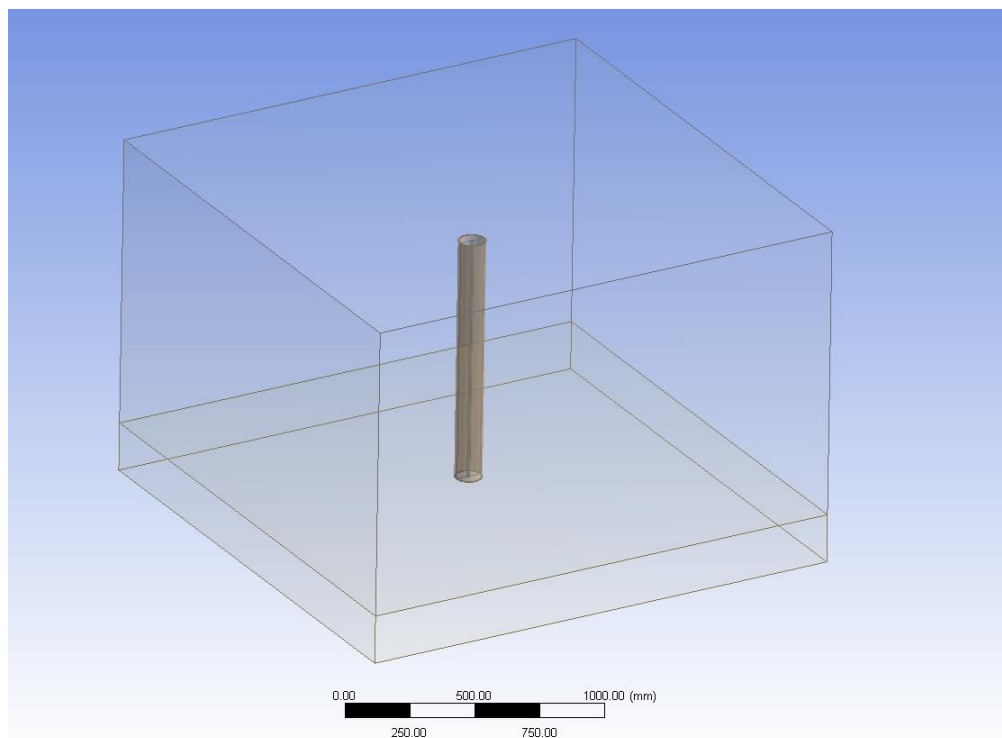


Rysunek 52. Rozkład temperatury wokół kabla elektroenergetycznego w przekroju połowy długości analizowanego odcinka

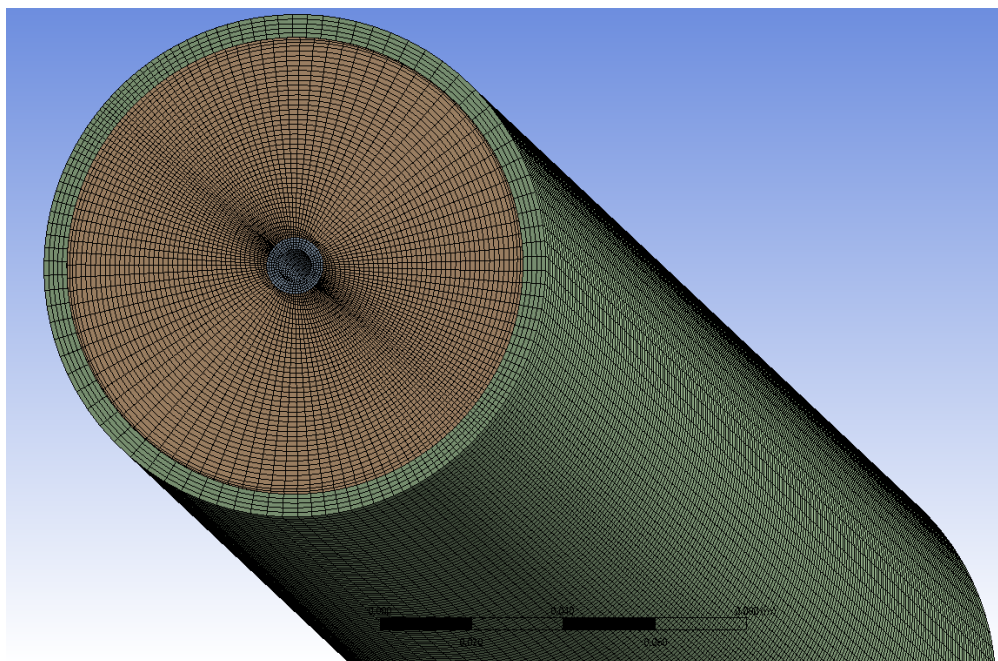


Rysunek 53. Rozkład temperatury wokół kabla elektroenergetycznego dla analizowanej długości kabla 2 m

Porównując ułożenie poziome (rys. 52) i pionowe kabla elektroenergetycznego (rys. 53), należy odnieść się do średnich wartości temperatur w obu przypadkach. Dla ułożenia poziomego średnia temperatura izolacji wynosi 50,5 °C, a w przypadku ułożenia pionowego średnia wartość temperatury izolacji wynosi 59,34 °C. W związku z tym warunki wymiany ciepła pomiędzy kablem elektroenergetycznym a otoczeniem w przypadku ułożenia pionowego są gorsze niż w przypadku ułożenia poziomego. Potwierdza to także analiza kabli ułożonych wielowarstwowo zawarta w [49]. Zatem w celu poprawy warunków wymiany ciepła oraz ograniczenia niekorzystnych czynników wpływających na obciążalność prądową długotrwałą kabli elektroenergetycznych (promieniowanie słoneczne) zaproponowano metodę poprawy obciążalności wykorzystującą system chłodzenia pasywnego. Idea rozwiązania opiera się na zastosowaniu rury osłonowej wykonanej z polwinitu (PVC), w której kabel elektroenergetyczny ułożony jest poosiowo. Rysunek 54 przedstawia przykład domeny obliczeniowej w programie ANSYS Fluent.



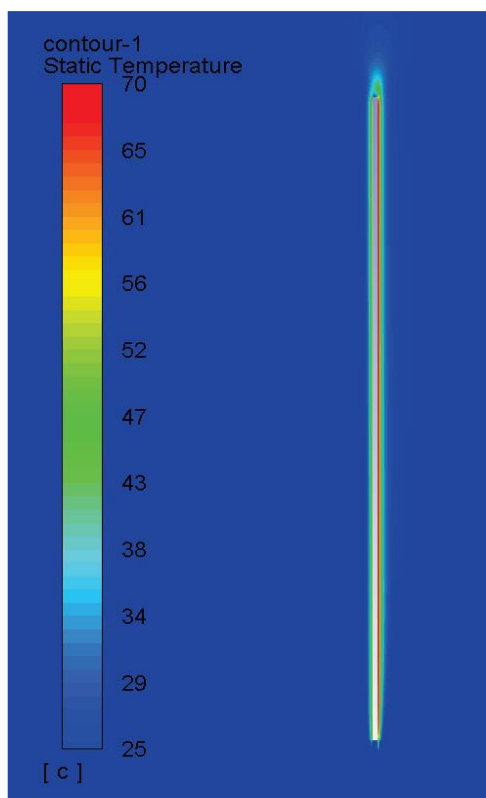
Rysunek 54. Geometria układu dla długości rury równej 1 m, wymiary domeny: 2 m x 2 m x 1,4 m
Na rysunku 55 został przedstawiony przykład siatki obliczeniowej dla długości rury równej 1 m.
Dla zwiększenia dokładności obliczeń zamodelowano kilkanaście warstw przyściennych (m.in.
na zewnętrznej powierzchni rury osłonowej).



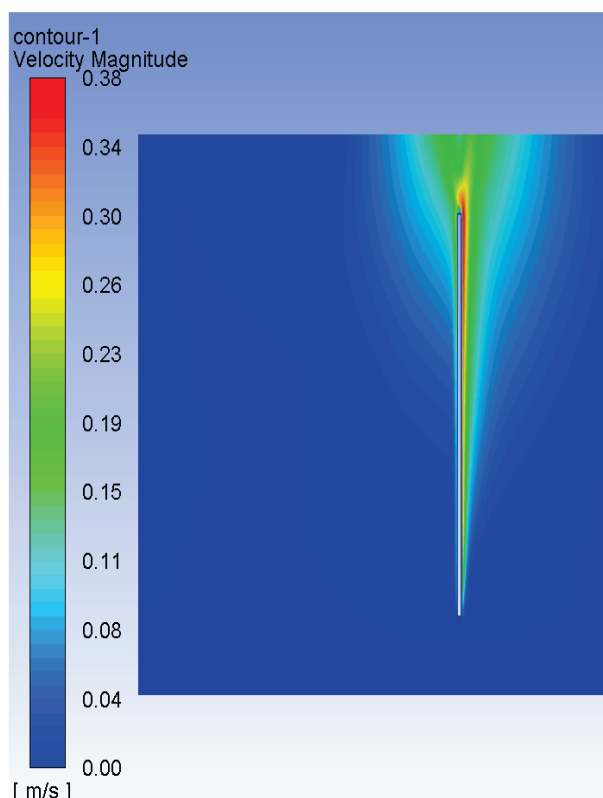
Rysunek 55. Przykład siatki obliczeniowej w rurze. Całkowita liczba elementów siatki wynosi 2,77 mln

Wprowadzając przedstawiony sposób poprawy obciążalności prądowej długotrwałej, należy odnieść się do przypadków referencyjnych. Pierwszą wartością referencyjną jest obciążalność prądowa długotrwała pojedynczego kabla elektroenergetycznego, ułożonego pionowo w warunkach konwekcji swobodnej oraz z udziałem promieniowania słonecznego padającego na izolację pod kątem 60° , co przedstawia rysunek 56.

a)



b)

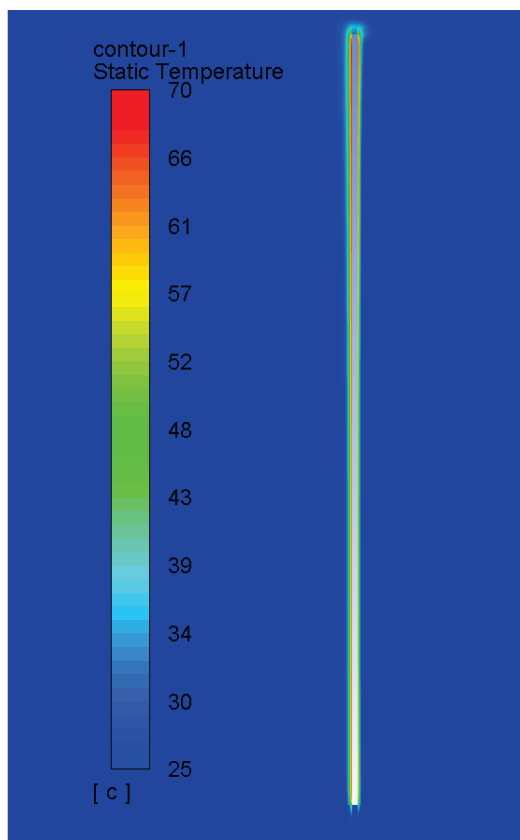


Rysunek 56. Rozkład temperatury (a) i prędkości (b) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego, $I_z = 126 \text{ A}$

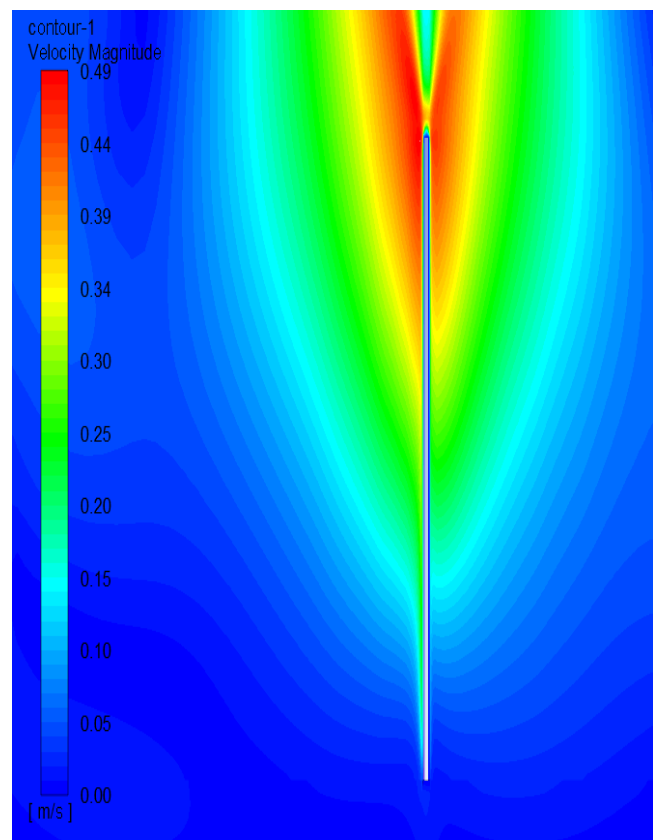
Następnie, druga wartość referencyjna została wyznaczona w oparciu o model nie uwzględniający promieniowania słonecznego, a pozostałe warunki symulacji były takie same jak w przypadku pierwszej wartości referencyjnej. Rozkład temperatury oraz prędkości powietrza przedstawia rysunek 57. Porównując przypadki na rysunkach 56 i 57, różnica obciążalności prądowej długotrwałej wynosi aż 36 A (około 30%).

Wymiana ciepła pomiędzy kablem elektroenergetycznym a powietrzem wewnątrz rury odbywa się na drodze konwekcji swobodnej. Istotne są zatem warunki przepływu powietrza wewnątrz rury, które decydują o intensywności chłodzenia.

a)



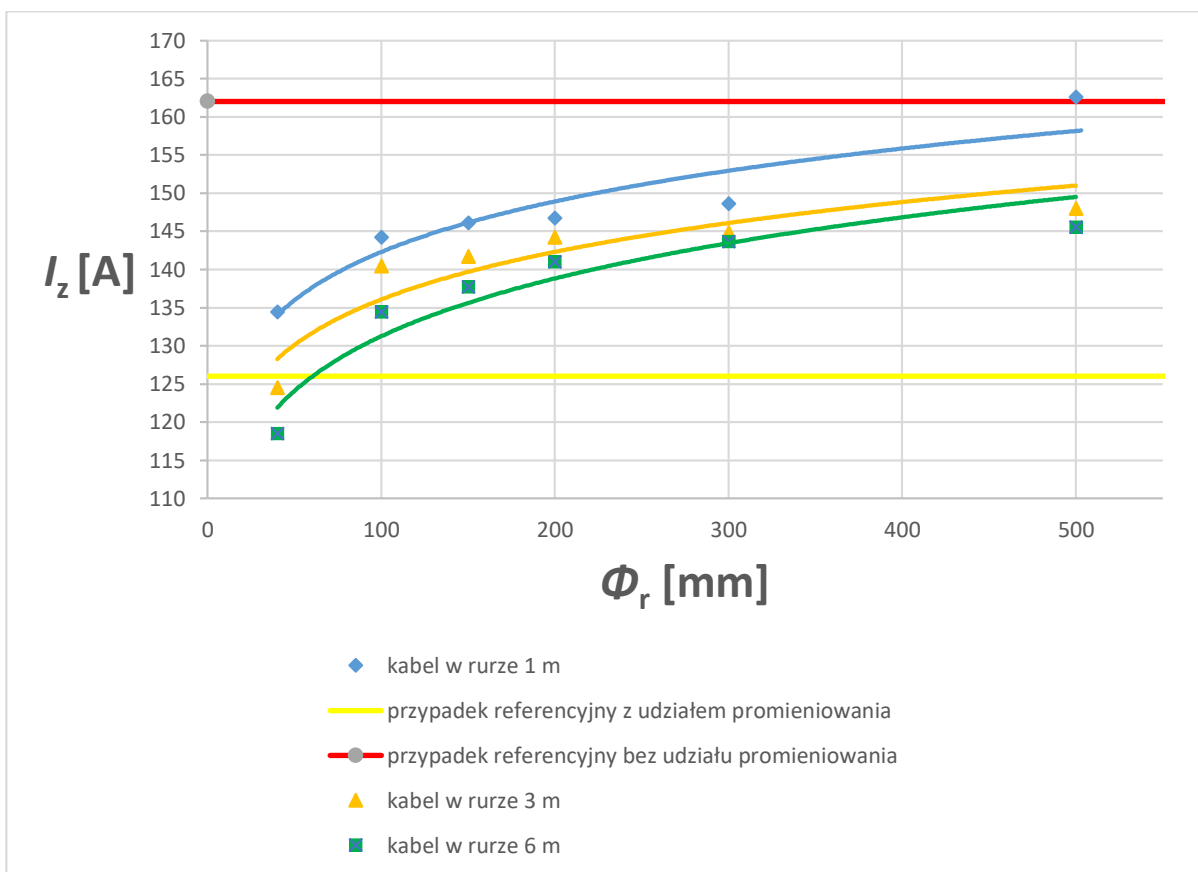
b)



Rysunek 57. Rozkład temperatury (a) i prędkości (b) bez oddziaływania promieniowania słonecznego, $I_z = 162 \text{ A}$

Przebadano trzy długości kabli elektroenergetycznych YKY 35 mm^2 : 1 m, 3 m i 6 m. Badaniom podlegały rury o średnicach wewnętrznych Φ_r : 40, 100, 150, 200, 300 i 500 mm. Modele rury zostały zaimplementowane jako wykonane z PVC, gdzie przewodność cieplna wynosi $\lambda_{\text{PVC}} = 0,16 \text{ W/m}\cdot\text{K}$. Grubość ścianki rury przyjęto jako równą 5 mm, a współczynnik absorpcji promieniowania jest równy $\sigma = 0,9$. Założono, że analizowany model rury potraktowany jest jako rura gładka. Na zewnętrznej powierzchni analizowanej rury zamodelowano promieniowanie słoneczne padające pod kątem 60° . Zadana wartość temperatury powietrza w otoczeniu modelu wynosi $25 \text{ }^\circ\text{C}$ oraz konwekcyjny ruch powietrza z prędkością $0,01 \text{ m/s}$. W tabelach Z1-Z3 umieszczonych w załączniku zestawiono parametry wymiany ciepła i masy dla analizowanych średnic oraz długości rur, wewnątrz których zamodelowane były przewody. Wartości parametrów uzyskanych na podstawie symulacji numerycznych to: q_J , t_{Cu} , t_{PVC} , \dot{m} , t_{AIR} , V_{AIR} . Pozostałe parametry podane w tabelach pozyskane zostały z tablic lub zostały wyliczone analitycznie. Na rysunku 58 zostały przedstawione wyniki obliczeń numerycznych, gdzie uzyskano zależność obciążalności prądowej długotrwałej kabla

YKY 35 mm² od średnicy rury osłonowej dla trzech analizowanych długości kabla elektroenergetycznego. Przedstawione na wykresie charakterystyki odniesione są do dwóch przypadków referencyjnych omówionych w tym rozdziale.



Rysunek 58. Obciążalność prądowa długotrwała kabla elektroenergetycznego w zależności od średnicy i wysokości rury osłonowej

Analizując wykres można zauważyć, że zastosowanie rury osłonowej o odpowiedniej średnicy w sposób istotny poprawia obciążalność prądową długotrwałą kabla elektroenergetycznego w porównaniu z pionowym ułożeniem tego kabla bez rury osłonowej i w niekorzystnych warunkach otoczenia (brak wiatru, silne nasłonecznienie). Jak widać na wykresie, charakterystyki układają się asymptotycznie do czerwonej linii oznaczającej przypadek referencyjny bez udziału promieniowania oraz bez rury.

Na wykresie zaznaczono dwa przypadki, dla których wartość obciążalności prądowej długotrwałej kabla elektroenergetycznego jest poniżej wartości referencyjnej $I_z = 126$ A. Ma to związek z oporami przepływu powietrza w rurze o bardzo małej średnicy, co wyjaśniają poniższe wyliczenia.



Zgodnie z [92] współczynnik tarcia dla rury gładkiej oraz przepływów scharakteryzowanych liczbą Reynoldsa mniejszą niż 20000 przedstawia zależność:

$$f = 0,316 \cdot Re^{-0,25} \quad (46)$$

Współczynnik strat związanych z tarciami wynosi:

$$z = f \frac{h_r}{d_h} \quad (47)$$

gdzie:

h_r – wysokość rury, m,

d_h – średnica hydrauliczna, równa różnicy średnicy wewnętrznej rury i średnicy zewnętrznej kabla, m.

Starty ciśnienia spowodowane oporami przepływu powietrza w rurze opisuje zależność:

$$\Delta p = z \frac{\rho_{AIR} \cdot v_{AIR}^2}{2} \quad (48)$$

W przypadku gdy strata ciśnienia spowodowana oporami przepływu Δp jest większa od ciśnienia p_w wywołanego siłą wyporu powietrza, następuje pogorszenie warunków wymiany ciepła w rurze związane ze zmniejszonym wypadkowym ciśnieniem wyporu ΔP . Dla średnicy rury 40 mm oraz długości 3 m i 6 m wypadkowe ciśnienie wyporu jest mniejsze od zera (tabele Z2 i Z3) i wówczas obciążalność prądowa długotrwała w tym przypadku jest mniejsza niż wartość referencyjna (rys. 58). Jest to tożsame z wystąpieniem w tych przypadkach przepływów wstecznych, tzn. zgodnych z grawitacją. Wymiana ciepła zachodząca w układzie kabel elektroenergetyczny – rura osłonowa odbywa się głównie na zasadzie konwekcji swobodnej, w której przepływ powietrza jest skutkiem występowania siły wyporu wynikającej z różnicy gęstości powietrza powstającej dzięki zmianie temperatury powietrza w rurze. W rozważaniach przyjęto model Michiejewa opisujący konwekcję swobodną, gdzie liczba Nusselta została określona zależnością:

$$Nu = C_M (Gr \cdot Pr)^{n_M} \quad (48)$$

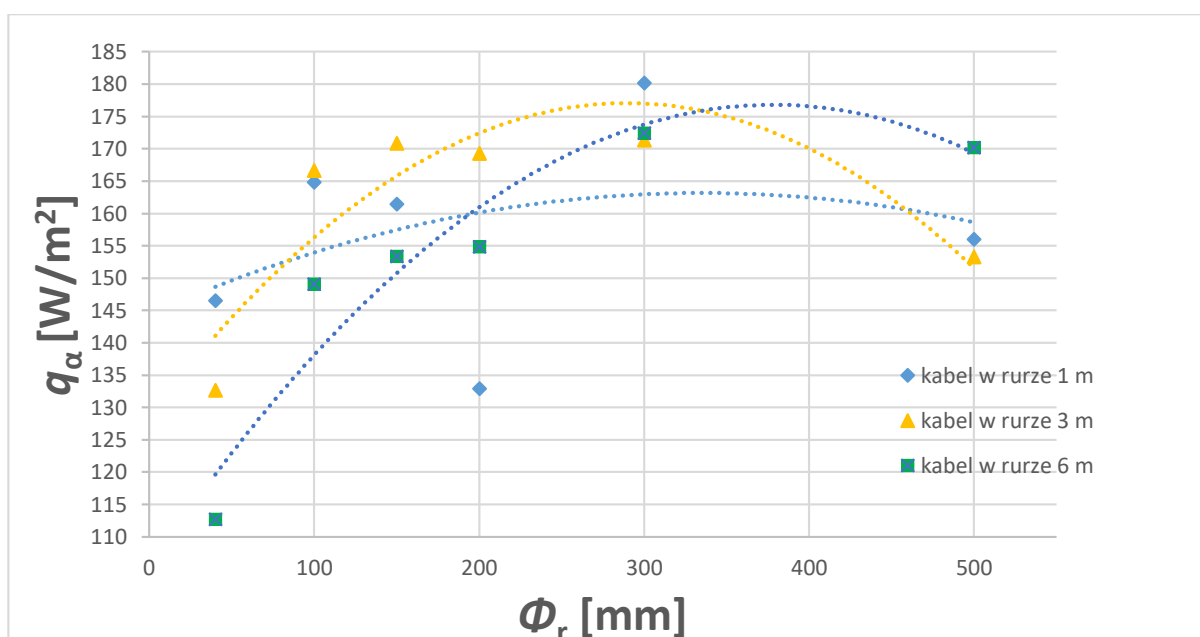
Tabela 5. Współczynniki C_M i n_M wg zależności Michiejewa

przepływ	$Gr \cdot Pr$	C_M	n_M
laminarny	$10^{-3} \div 5 \cdot 10^2$	1,18	0,125
przejściowy	$5 \cdot 10^2 \div 2 \cdot 10^7$	0,54	0,25
turbulentny	$> 2 \cdot 10^7$	0,135	0,333

Stałe C_M i n_M zależą od rodzaju przepływu (laminarny, przejściowy lub turbulentny) i określonego liczbą Rayleigha (iloczyn liczby Grashofa i Prandtla). Według Michiejewa wartości współczynników przyjmują wartości jak w tabeli 5.

Wraz ze wzrostem średnicy rury przepływ powietrza w rurze staje się coraz bardziej turbulentny, o czym świadczą zwiększające się liczby Reynoldsa i Rayleigha. W wyniku tego konwekcyjna wymiana ciepła ma coraz większe znaczenie wraz ze wzrostem średnicy rury.

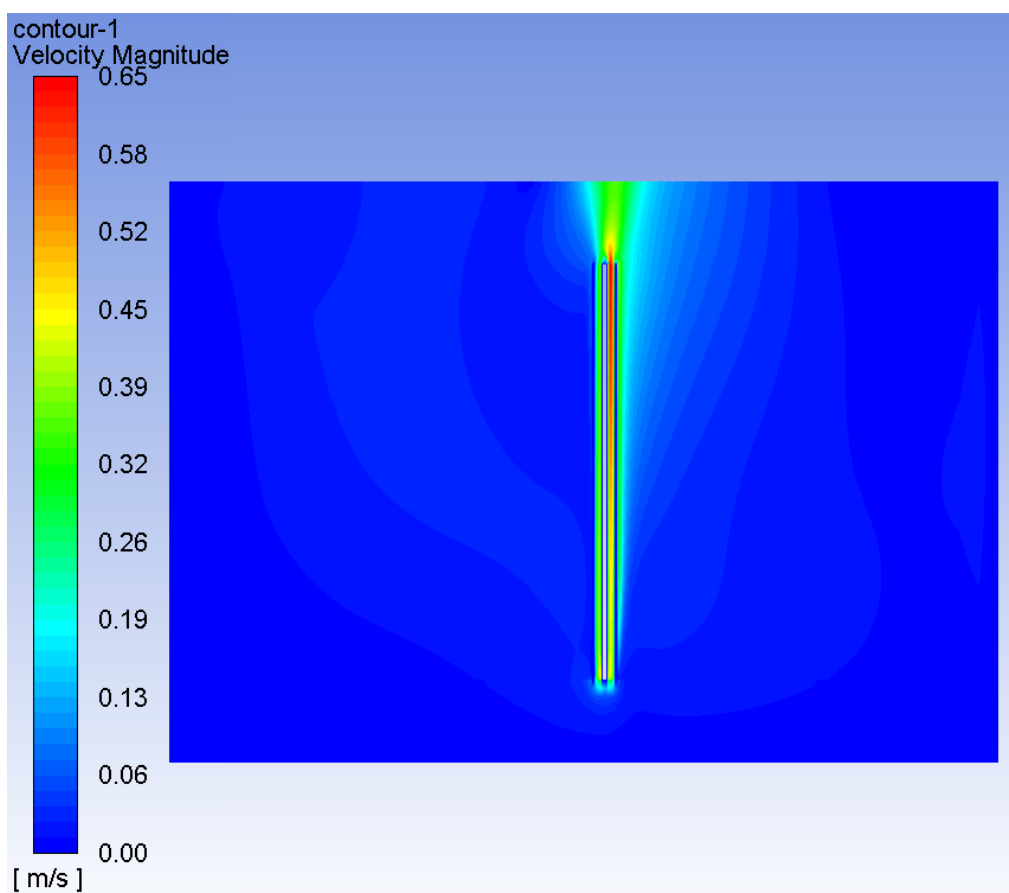
Rysunek 59 przedstawia rozkład gęstości strumienia ciepła przenieszonego na drodze konwekcji swobodnej w rurze osłonowej q_α , W/m^2 . Jak wynika z wykresu oraz danych zawartych w tabelach Z1-Z3 (załączniki 1-3), dla każdej rozpatrywanej długości kabla elektroenergetycznego wartość konwekcyjnego strumienia ciepła osiąga maksimum lokalne dla średnicy rury równej 300 mm. Jest to zatem optymalna średnica rury osłonowej dla tego typu kabla, jeżeli jako cel optymalizacji bierze się pod uwagę warunki wymiany ciepła.



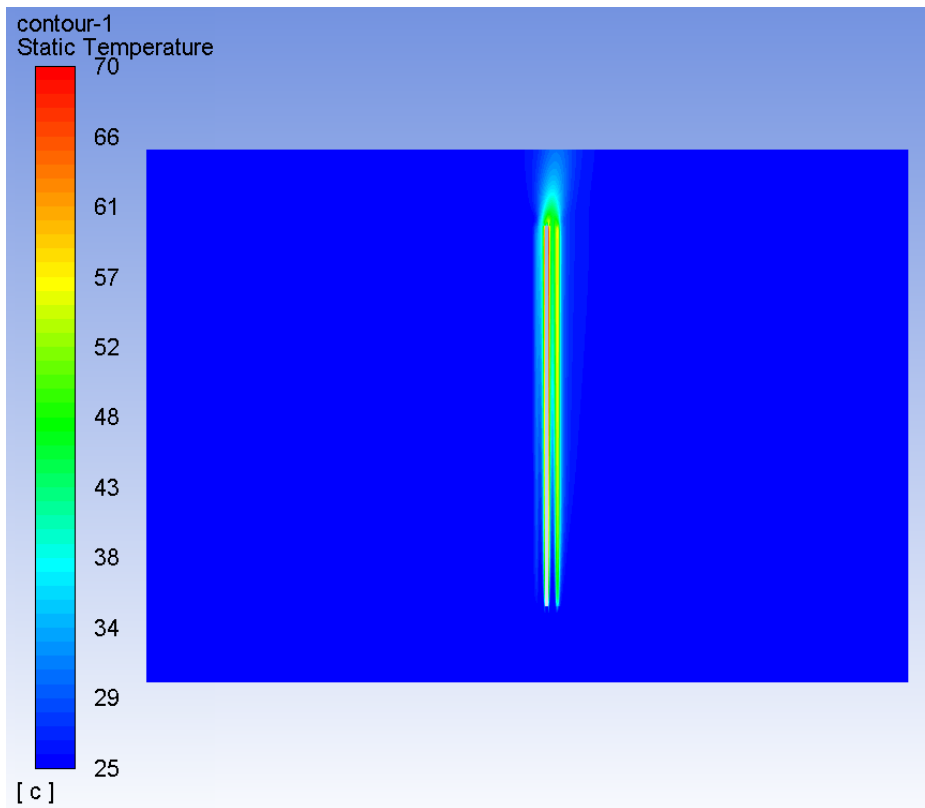
Rysunek 59. Rozkład gęstości konwekcyjnego strumienia ciepła q_α w analizowanych przypadkach

Analizując otrzymane wyniki zawarte w tabelach Z1-Z3 należy podkreślić, że niezależnie od rozpatrywanej wysokości/długości rury osłonowej liczba Nusselta związana jest z średnicą rury i dla tych samych średnic i różnych wysokości (w rozpatrywanym praktycznym zakresie) wartość tej liczby jest w przybliżeniu taka sama. Na tej podstawie można stwierdzić, że przejmowanie ciepła przez powietrze w rurze zależy głównie od średnicy rury osłonowej, a w mniejszym stopniu od jej wysokości (w rozpatrywanych granicach). Wraz ze wzrostem średnicy rury maleje współczynnik przejmowania ciepła α , co jest związane z coraz mniejszą różnicą temperatur pomiędzy otaczającym powietrzem a powietrzem w rurze.

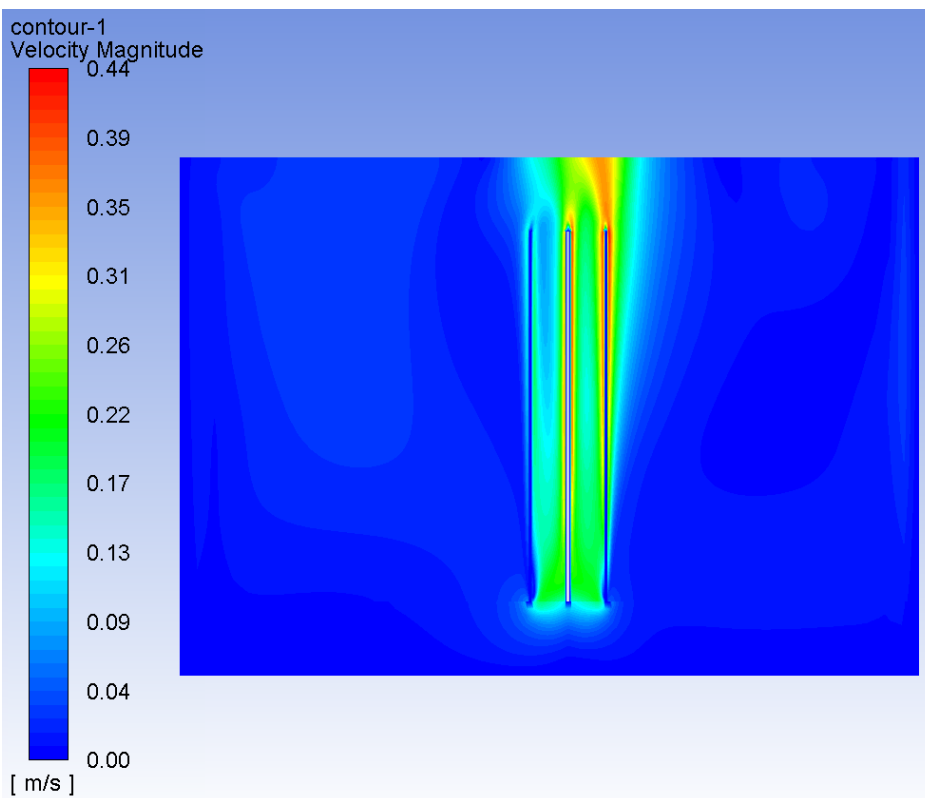
Zastosowanie rury osłonowej przewodu, oprócz poprawy obciążalności prądowej długotrwałej, dodatkowo zabezpiecza przewód przed możliwymi uszkodzeniami mechanicznymi. Na rysunkach 60-63 znajdują się przykładowe rozkłady prędkości i temperatury w analizowanych przypadkach.



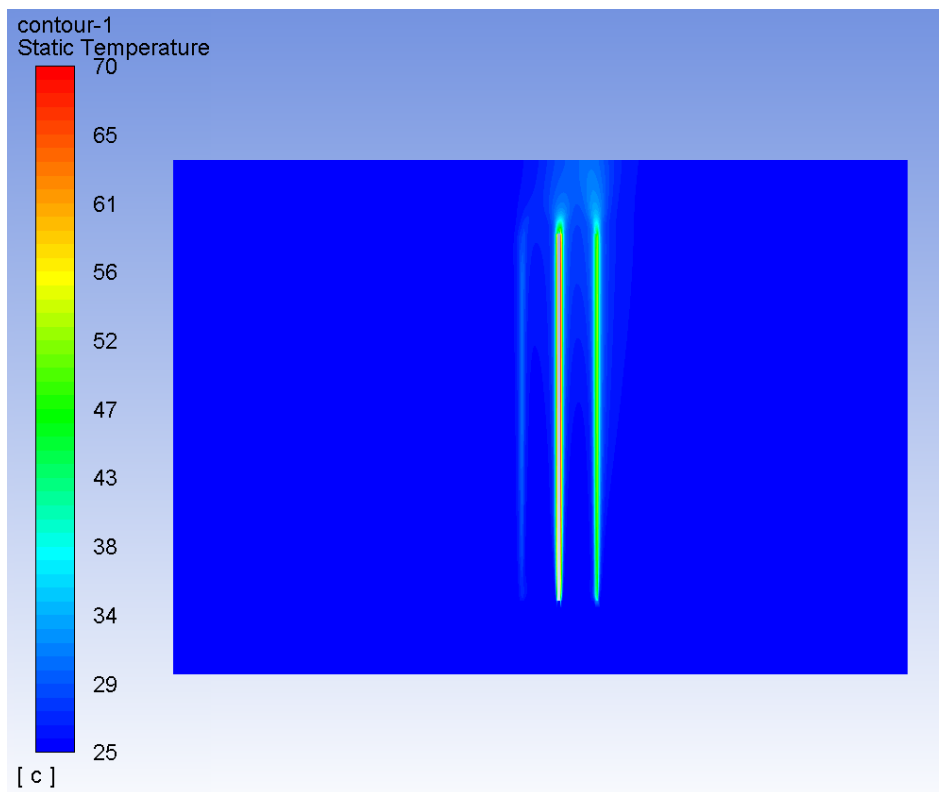
Rysunek 60. Rozkład prędkości powietrza dla rury o średnicy 40 mm i wysokości 1 m



Rysunek 61. Rozkład temperatury dla rury o średnicy 40 mm i wysokości 1 m



Rysunek 62. Rozkład prędkości powietrza dla rury o średnicy 200 mm i wysokości 1 m



Rysunek 63. Rozkład temperatury dla rury o średnicy 200 mm i wysokości 1 m

9. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

W wyniku przeprowadzonych badań wykazano, że dla szeregowego ułożenia linii kablowej grunt – powietrze, w obecności niekorzystnych warunków pogodowych (silne nasłonecznienie oraz brak wiatru) część instalacji ułożona w powietrzu ma zdecydowanie gorsze parametry oddawania ciepła do otoczenia i tym samym obniża zdolność przesyłową całej linii kablowej. Obecność wiatru oraz brak promieniowania słonecznego padającego na kable powoduje ponad dwukrotny wzrost obciążalności kabla elektroenergetycznego w porównaniu z brakiem wiatru i obecnością promieniowania słonecznego. W celu poprawy obciążalności prądowej kabli elektroenergetycznych w powietrzu, zastosowano pasywne chłodzenie oparte na idei efektu kominowego. W wyniku przeprowadzonych obliczeń wyznaczono współczynnik przejmowania ciepła dla analizowanych przypadków, co umożliwiło wyznaczenie optymalnej średnicy rury osłonowej, dla której gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła jest największa.

Do najważniejszych osiągnięć autora rozprawy należy:

- opracowanie modeli cieplnych przewodów elektroenergetycznych,
- wyznaczenie funkcji opisujących wpływ promieniowania słonecznego na przewody elektroenergetyczne,
- wyznaczenie obciążalności prądowej długotrwałej przykładowego przewodu z uwzględnieniem różnorodnych czynników zewnętrznych, a także przedstawienie rozkładów temperatur tego przewodu,
- zaproponowanie i przebadanie metody zwiększającej obciążalność prądową długotrwałą przewodów ułożonych w powietrzu.

Niniejsza praca zawiera wyniki analiz symulacyjnych, które otrzymano na podstawie opracowanych modeli cieplnych przewodów elektroenergetycznych. Wyniki te stanowią podstawę do analizy i oceny obciążalności prądowej przewodów i kabli elektroenergetycznych w różnych warunkach ułożenia i otoczenia. Na podstawie otrzymanych rezultatów przedstawiono metodę poprawy obciążalności prądowej długotrwałej kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu. Zatem dzięki osiągnięciu celów rozprawy doktorskiej udowodniono tezę zawartą we wstępie rozprawy.

Dalsze prace związane z analizą obciążalności prądowej długotrwałej przewodów i kabli elektroenergetycznych będą skupione na innych typach przewodów i kabli. Rozważa się zbadanie m.in. kabli YKY 120 mm² oraz 240 mm², w szczególności pod kątem zastosowania efektu kominowego w celu poprawy obciążalności prądowej długotrwałej. Pozyskane wyniki będą stanowić podstawę do wyznaczenia uniwersalnej zależności na wartość obciążalności prądowej długotrwałej danego kabla elektroenergetycznego w zależności od średnicy i wysokości rury osłonowej.

BIBLIOGRAFIA

- [1] "IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General, IEC Standard 60287-1-1, 1994–12."
- [2] "IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 2-1: Thermal Resistance – Calculation of the Thermal Resistance, IEC Standard 60287-2-1, 1994–12."
- [3] "IEC Standard-Electric Cables – Calculation of the Current Rating – Part 3-1: Sections on operating conditions - Reference operating conditions and selection of cable type, IEC Standard 60287-3-1, 1994–12."
- [4] "PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Oprzewodowanie."
- [5] "IEEE St. Power Cable Amp. Tabl., IEEE Std 835TM-1994 (R2012)."
- [6] J. H. Neher and M. H. McGrath, "The Calculation of the Temperature rise and Load Capability of Cable Systems," *AIEE Trans.*, vol. 76, no. III, pp. 752–772, 1957.
- [7] S. Boron, "Obciążalność górniczych przewodów oponowych przy pracy przerywanej i dorywczej," *Syst. Wspomagania W Inż. Prod.*, vol. 6, no. 2, 2017.
- [8] C. Holyk and G. J. Anders, "Power Cable Rating Calculations-A Historical Perspective," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 21, no. 4, pp. 6–64, 2015.
- [9] A. Plesca and A. Scintee, "Thermal Aspects Related to Power Assemblies," *Adv. Electr. Comput. Eng.*, vol. 10, no. 1, pp. 23–27, 2010.
- [10] S. Czapp, M. Czapp, S. Szultka, and A. Tomaszewski, "Ampacity of power cables exposed to solar radiation—recommendations of standards vs. CFD simulations," in *E3S Web of Conferences*, 2018.
- [11] F. Spyra, "Wpływ czynników zewnętrznych na obciążalność prądową kabli w elektroenergetycznej linii kablowej," *Energetyka*, no. 6–7, pp. 451–454, 2007.
- [12] D. Brender and T. Lindsey, "Effect of rooftop exposure in direct sunlight on conduit ambient temperatures," in *Conference Record of the 2006 IEEE Industry Applications Conference Forty-First IAS Annual Meeting*, 2006.
- [13] H. Shabani and B. Vahidi, "A probabilistic approach for optimal power cable ampacity computation by considering uncertainty of parameters and economic constraints," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 106, pp. 432–443, 2019.
- [14] J. Kmak, W. Nowak, W. Szpyra, and R. Tarko, "Modelowanie obciążalności prądowej przewodów napowietrznych linii elektroenergetycznych," *Zesz. Nauk. Wydz. Elektrotechniki Autom. Politech. Gdań.*, no. 57, 2017.
- [15] W. Szpyra *et al.*, "Dynamiczne zarządzanie zdolnościami przesyłowymi w systemie elektroenergetycznym," *Acta Energ.*, vol. 33, no. 4, pp. 68–77, 2017.
- [16] P. Kubek, "Metody analizy przewodów elektroenergetycznych pod względem cieplnym i mechanicznym," *Pr. Nauk. Politech. Śląskiej Elektr.*, no. 2–3, pp. 21–39, 2014.
- [17] P. Kacejko and P. Pijarski, "Obciążalność cieplna linii napowietrznych—pytania, perspektywy, zagrożenia," *Autom. Elektroenergetyczna*, no. 3, 2007.
- [18] R. Czapaj-Atlas, "Obciążalność prądowa sieci—metody pomiarów i zwiększenie przepustowości," *Elektroenergetyka Współczesność Rozw.*, no. 3-4 (13-14), pp. 76–83, 2012.
- [19] P. Kubek, *Analiza zwiększenia zdolności przesyłowej eksploatowanych linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia - praca doktorska*. Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, 2015.
- [20] X. Sun, P. B. Luh, K. W. Cheung, and W. Guan, "Probabilistic forecasting of dynamic line rating for over-head transmission lines," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2015.
- [21] W. Dołęga, "Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego," vol. 101, no. 34, 2013.
- [22] L. Yang *et al.*, "Comparison of conductor-temperature calculations based on different radial-position-temperature detections for high-voltage power cable," *Energies*, vol. 11, no. 1, pp. 1–17, 2018.

- [23] J.-A. Jiang, Y.-T. Liang, C.-P. Chen, X.-Y. Zheng, C.-L. Chuang, and C.-H. Wang, "On Dispatching Line Ampacities of Power Grids Using Weather-based Conductor Temperature Forecasts," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 1, pp. 406–415, 2016.
- [24] A. Michiorri *et al.*, "Forecasting for dynamic line rating," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1713–1730, 2015.
- [25] X. Kong, Y. Cao, Z. Zhang, X. Yin, X. Deng, and Y. Wang, "Study of the operation of parallel cables," *International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, vol. 1, pp. 7–12, 2011.
- [26] J. Tomczykowski, "Sieci energetyczne pięciu największych operatorów," *Energ. Elektr.*, no. 5, pp. 23–25, 2015.
- [27] D. Klimenta, B. Perović, J. Klimenta, M. Jevtić, M. Milovanović, and I. Krstić, "Modelling the thermal effect of solar radiation on the ampacity of a low voltage underground cable," *Int. J. Therm. Sci.*, vol. 134, pp. 507–516, 2018.
- [28] Y. Du and J. Burnett, "Current distribution in single-core cables connected in parallel," *IEEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 148, no. 5, pp. 406–412, 2001.
- [29] V. Goga, J. Paulech, and M. Váry, "Cooling of Electrical Cu Conductor with PVC Insulation—Analytical, Numerical and Fluid Flow Solution," *J. Electr. Eng.*, vol. 64, no. 2, pp. 92–99, 2013.
- [30] M. S. Baazzim, M. S. Al-Saud, and M. A. El-Kady, "Comparison of Finite-Element and IEC methods for cable thermal analysis under various operating environments," *Int J Elect Robot Electron Commun Eng*, vol. 8, no. 3, pp. 470–475, 2014.
- [31] L. Gang, H. Qiannan, and Y. Xiaojun, "The impact of maritime wind speed on submarine cable conductor temperature," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2013.
- [32] F. De Leon, "Calculation of underground cable ampacity," *CYME Int. TD*, pp. 1–6, 2005.
- [33] F. De León, "Major factors affecting cable ampacity," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–6, 2006.
- [34] S. M. Sellers and W. Z. Black, "Refinements to the Neher-McGrath model for calculating the ampacity of underground cables," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 1, pp. 12–30, 1996.
- [35] X. Xu, Q. Yuan, X. Sun, D. Hu, and J. Wang, "Simulation analysis of carrying capacity of tunnel cable in different laying ways," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 130, pp. 455–459, 2019.
- [36] C.-Z. Fu, W.-R. Si, L. Quan, and J. Yang, "Numerical Study of Convection and Radiation Heat Transfer in Pipe Cable," *Math. Probl. Eng.*, vol. 2018, 2018.
- [37] A. Sedaghat, H. Lu, A. Bokhari, and F. De Leon, "Enhanced thermal model of power cables installed in ducts for ampacity calculations," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 5, pp. 2404–2411, 2018.
- [38] Y. Fan, J. Li, Y. Zhu, and C. Wu, "Research on current-carrying capacity for XLPE cables installed in pipes," *IEEE 9th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials*, pp. 117–121, 2009.
- [39] D. J. Swaffield, P. L. Lewin, and S. J. Sutton, "Methods for rating directly buried high voltage cable circuits," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 3, pp. 393–401, 2008.
- [40] E. Musiał, "INTERPRETACJA TABLIC OBCIĄŻALNOŚCI KABLI," *Instal. Sieci Elektr.*, no. 181, pp. 1–15, 2014.
- [41] A. Sedaghat and F. De Leon, "Thermal analysis of power cables in free air: Evaluation and improvement of the IEC standard ampacity calculations," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 5, pp. 2306–2314, 2014.
- [42] D. Dai, M. Hu, and L. Luo, "Calculation of thermal distribution and ampacity for underground power cable system by using electromagnetic-thermal coupled model," *IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, pp. 303–306, 2014.
- [43] F. Youbin *et al.*, "Calculation of Current Rating for Medium and Low Voltage XLPE Cable in Clustered Layout," *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, pp. 122–124, 2008.

- [44] Z. Liang-hua, L. Zhi-wei, M. Weiping, and Y. Jian-li, "Research on increasing cable current-rating by pumping thermal material into pipes," *International Conference on Power System Technology*, pp. 1–5, 2010.
- [45] R. J. Millar, *A comprehensive approach to real time power cable temperature prediction and rating in thermally unstable environments - doctoral dissertation*. Helsinki University of Technology, 2006.
- [46] I. Makhkamova, P. C. Taylor, J. R. Bumby, and K. Mahkamov, "CFD analysis of the thermal state of an overhead line conductor," *43rd International Universities Power Engineering Conference*, pp. 1–4, 2008.
- [47] I. Makhkamova, K. Mahkamov, and P. Taylor, "CFD thermal modelling of Lynx overhead conductors in distribution networks with integrated renewable energy driven generators," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 58, no. 1–2, pp. 522–535, 2013.
- [48] M. Zeńczak, "Approximate relationships for calculation of current-carrying capacity of overhead power transmission lines in different weather conditions," in *Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*, pp. 1–5, 2017.
- [49] Z. Skibko, "Obciążalność prądowa przewodów ułożonych wielowarstwowo," rozprawa doktorska, Politechnika Białostocka, 2008.
- [50] S.-Y. Lee, "A cable configuration technique for the balance of current distribution in parallel cables," *J. Mar. Sci. Technol.*, vol. 18, no. 2, pp. 290–297, 2010.
- [51] F. P. Dawson, M. Cao, and P. K. Jain, "A simplified approach to calculating current distribution in parallel power buses," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 26, no. 2, pp. 971–974, 1990.
- [52] A. A. Ghandakly and R. L. Curran, "A model to predict current distributions in heavy current parallel conductor configurations," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 30, no. 2, pp. 240–244, 1994.
- [53] A. A. Ghandakly and R. L. Curran, "A model to predict current distributions in bundled cables for electric glass melters," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 26, no. 6, pp. 1043–1048, 1990.
- [54] A. A. Ghandakly, R. L. Curran, and G. B. Collins, "Ampacity ratings of bundled cables for heavy current applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 30, no. 2, pp. 233–239, 1994.
- [55] F. Li, R. Broadwater, and A. Sargent, "Cable impedance calculations with parallel circuits and multi-neutral returns in distribution networks," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 2, pp. 898–903, 2001.
- [56] R. Natarajan, "Current distribution in single-phase parallel conductors," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 19, no. 5, pp. 54–56, 1999.
- [57] O. Öztürk, Ö. Karacasu, and M. H. Hocaoglu, "Effects of parallel power cables on current distribution," in *National Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering*, pp. 133–136, 2010.
- [58] L. Borowik and A. Cywiński, "Current-carrying capacity parallel single-core LV cable," *Przeegląd Elektrotechniczny*, vol. 92, no. 1, 2016.
- [59] L. Borowik and A. Cywiński, "Low voltage cable lines made of parallel wires—modelling of spatial configuration," *Przeegląd Elektrotechniczny*, vol. 92, no. 2, 2016.
- [60] L. Borowik and A. Cywiński, "Projektowanie linii kablowych niskiego napięcia wykonanych z żył układanych równolegle," *Pr. Inst. Elektrotechniki*, no. 272, pp. 189–204, 2016.
- [61] M. Šiler, J. Heckenbergerová, P. Musilek, and J. Redway, "Sensitivity analysis of conductor current-temperature calculations," *26th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 1–4, 2013.
- [62] "IEEE 738-2006 - IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors."
- [63] C. Cintolesi, H. akan Nilsson, A. Petronio, and V. Armenio, "Numerical simulation of conjugate heat transfer and surface radiative heat transfer using the P1 thermal radiation model: Parametric study in benchmark cases," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 107, pp. 956–971, 2017.

- [64] Y. Liang, J. Zhao, Y. Du, and J. Zhang, "An optimal heat line simulation method to calculate the steady-stage temperature and ampacity of buried cables," *Przełqd Elektrotechniczny*, vol. 88, no. 3b, pp. 156–160, 2012.
- [65] K. Liang, Z. Li, M. Chen, and H. Jiang, "Comparisons between heat pipe, thermoelectric system, and vapour compression refrigeration system for electronics cooling," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 146, pp. 260–267, 2019.
- [66] F. H. Buller, "Artificial Cooling of Power Cable," *Trans. Am. Inst. Electr. Eng. Part III Power Appar. Syst.*, vol. 71, no. 3, pp. 634–641, 1952.
- [67] G. Luoni, A. S. Morello, and A. E. Crockett, "Continuous current rating for external and surface cooled cable systems," *IEEE Proc. C Gener. Transm. Distrib.*, vol. 128, no. 3, pp. 129–139, 1981.
- [68] D. A. Staton and A. Cavagnino, "Convection heat transfer and flow calculations suitable for analytical modelling of electric machines," *32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, pp. 4841–4846, 2006.
- [69] A. A. Amr, A. A. M. Hassan, M. Abdel-salam, and A. H. M. El-Sayed, "Enhancement of photovoltaic system performance via passive cooling," *Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pp. 1430–1439, 2017.
- [70] N. Bădălan and P. Svasta, "Fan vs. passive heat sink with heat pipe in cooling of high power LED," *IEEE 23rd International Symposium for Design and Technology in Electronic Packaging (SIITME)*, pp. 296–299, 2017.
- [71] V. Dupont, C. Billet, and T. Nicolle, "High Performances Passive Two-Phase Loops for Power Electronics Cooling," *International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management*, pp. 1–8, 2016.
- [72] S. Czapp and M. Czapp, "Intensification of thermal convection near electric devices using flat screens—computer modelling," *Elektron. Ir Elektrotehnika*, vol. 19, no. 2, pp. 13–16, 2013.
- [73] S. Czapp, M. Czapp, and M. Orłowska, "Numerical and experimental investigation of thermal convection near electric devices with vertical channels," presented at the The International Conference on Information and Digital Technologies, Poland, pp. 54–58, 2016.
- [74] G. Tanda, "Natural convection in partially heated vertical channels," *Wärme- Stoffübertrag.*, vol. 23, no. 5, pp. 307–312, 1988.
- [75] A. Zoubir, C. Daverat, S. Xin, S. Giroux-Julien, P. Hervé, and C. Menezo, "Natural convection in a vertical open-ended channel: comparison between experimental and numerical results," *J. Energy Power Eng.*, vol. 7, pp. 1265–1276, 2013.
- [76] B. Brangeon, P. Joubert, and A. Bastide, "Numerical investigation of natural convection in an asymmetrically heated inclined channel-chimney systems importance of the choice of artificial inlet-outlet boundary conditions," *13th Conf. Int. Build. Perform. Simul. Assoc.*, pp. 542–549, 2013.
- [77] G. Desrayaud *et al.*, "Benchmark solutions for natural convection flows in vertical channels submitted to different open boundary conditions," *Int. J. Therm. Sci.*, vol. 72, pp. 18–33, 2013.
- [78] S. El Alimi, J. Orfi, and S. Ben Nasrallah, "Buoyancy effects on mixed convection heat and mass transfer in horizontal channels," in *European Congress on Computational Methods in Applied Sciences and Engineering*, pp. 1–10, 2000.
- [79] P. Deb, B. Basu, and P. Majumdar, "A comparative study of parametric variation in forced convection and mixed convection flow in a channel with discrete heated modules at high Reynolds number," *Sixth Intersociety Conference on Thermal and Thermomechanical Phenomena in Electronic Systems*, pp. 277–283, 1998.
- [80] H. S. Takhar, "Thermal convection near a partly insulated vertical flat plate," *Z. Für Angew. Math. Phys. ZAMP*, vol. 19, pp. 45–57, 1968.
- [81] M.-S. Chae and B.-J. Chung, "Heat transfer effects of chimney height, diameter, and Prandtl number," *Int. Commun. Heat Mass Transf.*, vol. 66, pp. 196–202, 2015.
- [82] A. Auletta, O. Manca, B. Morrone, and V. Naso, "Heat transfer enhancement by the chimney effect in a vertical isoflux channel," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 44, no. 22, pp. 4345–4357, 2001.

- [83] J.-Y. Moon, J.-H. Heo, and B.-J. Chung, "Influence of chimney width on the natural convection cooling of a vertical finned plate," *Nucl. Eng. Des.*, vol. 293, pp. 503–509, 2015.
- [84] S. Unger, E. Krepper, and U. Hampel, "Numerical analysis of heat exchanger designs for passive spent fuel pool cooling to ambient air," *Nucl. Eng. Des.*, vol. 333, pp. 224–234, 2018.
- [85] H. Brakelmann and G. Anders, "Increasing ampacity of cables by an application of ventilated pipes," *IEEE Industry Applications Conference, 39th IAS Annual Meeting.*, vol. 4, pp. 2288–2295, 2004.
- [86] M. Pirmohammadi, M. Ghassemi, and G. A. Sheikhzadeh, "Effect of Magnetic Field on Transient Natural Convection Heat Transfer," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 45, no. 6, pp. 2788–2790, 2009.
- [87] P. Chatzipanagiotou, M. Felczak, G. De Mey, V. Chatziathanasiou, and B. Więcek, "Convection and radiation cooling of overhead power lines - laboratory verification using thermography," *Meas. Autom. Monit.*, vol. 63, no. 3, pp. 107–110, 2017.
- [88] "IEC Standard - Electric cables - Calculations for current ratings - Finite element method, IEC Standard 62095:2003."
- [89] P. Kacejko *et al.*, "System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych," in *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, no. 53, pp. 107–110, 2017.
- [90] S. Czapp, S. Szultka, A. Tomaszewski, and A. Szultka, "Effect of Solar Radiation on Current-Carrying Capacity of PVC-insulated Power Cables – the Numerical Point of View (in press)," *Tech. Gaz.*, vol. 26, no. 6, 2019.
- [91] L. Staszewski and W. Rebizant, "The differences between IEEE and CIGRE heat balance concepts for line ampacity considerations," *Modern Electric Power Systems*, pp. 1–4, 2010.
- [92] F. P. Incropera, D. P. DeWitt, T. L. Bergman, and A. S. Lavine, *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 6th Edition. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2006.
- [93] K. Jeżowiecka-Kabsch and H. Szewczyk, "Mechanika płynów." Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2001.
- [94] H. Kudela, "LABORATORIUM NUMERYCZNEJ MECHANIKI PŁYNÓW."
- [95] J. Blazek, *Computational Fluid Dynamics: Principles and Applications*, 3 edition. Amsterdam: Butterworth-Heinemann, 2015.
- [96] T. Bohdal and H. Charun, *Zasady transportu ciepła - cz.1.*, Koszalin, 2012.
- [97] W. Pudlik, *Wymiana i wymienniki ciepła*. Biblioteka Główna Politechniki Gdańskiej, 2011.
- [98] P. Asinari, "Radiation Heat Transfer: Basic Physics and Engineering Modeling." .
- [99] T. Ahmad, S. L. Plee, and J. P. Myers, *ANSYS Fluent Theory Guide (v.15.0)*. 2013.
- [100] "Kable i przewody elektroenergetyczne - wydanie II." TELE-FONIKA Kable S.A., 2016.
- [101] S. A. Andersen and S. A. Andersen, *Automatic refrigeration*. Published by MacLaren for Danfoss, Nordborg, Denmark, 1959.
- [102] M. A. Bramson, *Infrared Radiation: A Handbook for Applications*. Springer US, 1968.
- [103] Z. Skibko, "Obciążalność prądowa długotrwała kabli ułożonych w ziemi, w świetle norm i przepisów," *Wiad. Elektrotechniczne*, vol. 75, no. 9, pp. 77–86, 2007.
- [104] S. Czapp, S. Szultka, and A. Tomaszewski, "CFD-based evaluation of current-carrying capacity of power cables installed in free air," *18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, pp. 1–6, 2017.

SPIS TABEL

Tabela 1. Zestawienie obciążalności prądowej długotrwałej dla różnych wartości rezystywności cieplnej gruntu	48
Tabela 2. Zestawienie temperatur izolacji dla różnych wartości rezystywności cieplnej gruntu	48
Tabela 3. Stałe C i m dla wyliczenia liczby Nusselta z zależności Hilperta	65
Tabela 4. Zależność współczynnika poprawkowego ε_V w zależności od kąta napływu płynu	66
Tabela 5. Współczynniki C_M i n_M wg zależności Michiejewa	86

SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 1. Porównanie temperatur przewodów wyznaczonych w modelu laboratoryjnym, symulacji FEM oraz wg normy IEC 60287-2-1 [41]	18
Rysunek 2. Porównanie temperatur przewodów wyznaczonych w modelu laboratoryjnym, symulacji FEM oraz wg normy IEC 60287-2-1 [41]	18
Rysunek 3. Graficzna reprezentacja elementarnej objętości płynu [93]	23
Rysunek 4. Rozkład prędkości przy przepływie płynu lepkiego w pobliżu ściany płaskiej [93]	24
Rysunek 5. Rodzaje siatek numerycznych: a) strukturalna, b) niestructuralna [94]	25
Rysunek 6. Układ naprężeń oddziaływujących na elementarną objętość płynu lepkiego	28
Rysunek 7. Rysunek obrazujący zmienne otoczenie kabli elektroenergetycznych występujące w praktyce	36
Rysunek 8. Rysunek poglądowy pojedynczego kabla elektroenergetycznego YKY 0,6/1kV 35 mm ² wg katalogu producenta [100]	38
Rysunek 9. Rozkład gęstości promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm ² ułożonego pionowo	41
Rysunek 10. Rozkład gęstości promieniowania słonecznego na powierzchni kabla elektroenergetycznego YKY 35 mm ² ułożonego poziomo	42
Rysunek 11. Rozpatrywane sposoby ułożenia kabli elektroenergetycznych YKY 35 mm ² : a) płaski z kablami stykającymi się, b) płaski z odstępem w świetle 50 mm, c) trójkątny symetryczny z kablami stykającymi się, d) płaski z odstępem w świetle równym średnicy zewnętrznej	44
Rysunek 12. Geometria oraz warunki brzegowe analizowanej linii kablowej	45
Rysunek 13. Domena obliczeniowa analizowanej linii kablowej (2 m x 1 m x 2 m)	46
Rysunek 14. Widok z góry przedstawiający siatkę obliczeniową	46
Rysunek 15. Rysunek przedstawiający zamodelowaną granicę dwóch ośrodków (grunt i powietrze)	47
Rysunek 16. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A; a) rozkład uwzględniający promieniowanie słoneczne (temp. max 102,5 °C), b) rozkład bez udziału promieniowania słonecznego (temp. max 83,3 °C)	49
Rysunek 17. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A, bez uwzględnienia promieniowania słonecznego ..	50
Rysunek 18. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 176,2$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego ..	50
Rysunek 19. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 230,5$ A; a) rozkład uwzględniający promieniowanie słoneczne (temp. max 131,34 °C), b) rozkład bez udziału promieniowania słonecznego (temp. max 116,56 °C) ..	51
Rysunek 20. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 230,5$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego ..	52
Rysunek 21. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 230,5$ A, bez udziału promieniowania słonecznego	52
Rysunek 22. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 117,5$ A, bez udziału promieniowania słonecznego	53
Rysunek 23. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 117,5$ A, bez udziału promieniowania słonecznego	53
Rysunek 24. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 95,5$ A, z uwzględnieniem promieniowania słonecznego	55
Rysunek 25. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 151,6$ A bez udziału promieniowania słonecznego	55

Rysunek 26. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 95,5$ A, z udziałem promieniowania słonecznego	56
Rysunek 27. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych ułożonych w powietrzu i obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 151,6$ A, bez udziału promieniowania słonecznego	56
Rysunek 28. Geometria oraz warunki brzegowe analizowanej linii kablowej	58
Rysunek 29. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 179,2$ A bez uwzględnienia promieniowania słonecznego (w powiększeniu)	59
Rysunek 30. Rozkład prędkości powietrza wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 179,2$ A bez uwzględnienia promieniowania słonecznego	59
Rysunek 31. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych symetrycznie prądem $I_z = 122,3$ A z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)	60
Rysunek 32. Zestawienie wybranych wartości obciążalności prądowych dla układów symetrycznych linii kablowej 3 x YKY 35 mm ² : (a) – ułożenie w gruncie $\rho_g = 1$ (K·m)/W; (b) – ułożenie w powietrzu, brak wiatru, brak słońca; (c) – ułożenie w powietrzu, brak wiatru, słońce; (d) – ułożenie w powietrzu, $v_w = 1$ m/s, brak słońca; (e) – ułożenie w powietrzu, $v_w = 1$ m/s, słońce	61
Rysunek 33. Rozkład temperatury wokół kabli elektroenergetycznych obciążonych niesymetrycznie prądem ($I_{zL1} = 204,1$ A; $I_{zL2} = 185,7$ A; $I_{zL3} = 96,8$ A) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)	62
Rysunek 34. Rozkład prędkości powietrza wokół niesymetrycznie obciążonych kabli elektroenergetycznych ($I_{zL1} = 204,1$ A; $I_{zL2} = 185,7$ A; $I_{zL3} = 96,8$ A) z udziałem promieniowania słonecznego	62
Rysunek 35. Rozkład temperatury wokół nieobciążonych kabli elektroenergetycznych ($I_{zL1} = I_{zL2} = I_{zL3} = 0$ A) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego (w powiększeniu)	63
Rysunek 36. Wektory prędkości powietrza przy przepływie prostopadłym do powierzchni kabla	65
Rysunek 37. Graficzna interpretacja zależności współczynnika poprawkowego ε_v od kąta napływu γ	67
Rysunek 38. Rozkład lokalnych współczynników przejmowania ciepła α w przepływie prostopadłym	67
Rysunek 39. Wektory prędkości powietrza przy przepływie równoległym do powierzchni kabla	68
Rysunek 40. Porównanie rozkładu temperatury przy przepływie prostopadłym oraz równoległym do osi kabla elektroenergetycznego	69
Rysunek 41. Uproszczona geometria modelu numerycznego wraz z zaznaczonymi warunkami brzegowymi	70
Rysunek 42. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11a)	71
Rysunek 43. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11b)	72
Rysunek 44. Zależność obciążalności prądowej długotrwałej I_z od prędkości wiatru v_w dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11c)	72
Rysunek 45. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11b)	73
Rysunek 46. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11 a)	74
Rysunek 47. Pola temperatur dla przepływu powietrza w kierunku S–N z prędkością $v_w = 1$ m/s	75
Rysunek 48. Pola temperatur dla przepływu powietrza w kierunku N–S z prędkością $v_w = 1$ m/s	75
Rysunek 49. Rozkład wektorów prędkości powietrza dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11c)	76
Rysunek 50. Rozkład temperatury dla ułożenia linii kablowej wg rysunku 11c)	76
Rysunek 51. Wpływ godziny w ciągu dnia (22. czerwca) na moc cieplną promieniowania słonecznego dostarczoną do 1 m bieżącego przewodu elektroenergetycznego dla ułożenia linii w kierunku W–E i N–S [104]	78
Rysunek 52. Rozkład temperatury wokół kabla elektroenergetycznego w przekroju połowy długości analizowanego odcinka	79



Rysunek 53. Rozkład temperatury wokół kabla elektroenergetycznego dla analizowanej długości kabla 2 m.....	80
Rysunek 54. Geometria układu dla długości rury równej 1 m, wymiary domeny: 2 m x 2 m x 1,4 m..	81
Rysunek 55. Przykład siatki obliczeniowej w rurze. Całkowita liczba elementów siatki wynosi 2,77 mln ..	81
Rysunek 56. Rozkład temperatury (a) i prędkości (b) z uwzględnieniem promieniowania słonecznego, $I_z = 126$ A ..	82
Rysunek 57. Rozkład temperatury (a) i prędkości (b) bez oddziaływania promieniowania słonecznego, $I_z = 162$ A ..	83
Rysunek 58. Obciążalność prądowa długotrwała kabla elektroenergetycznego w zależności od średnicy i wysokości rury osłonowej ..	84
Rysunek 59. Rozkład gęstości konwekcyjnego strumienia ciepła q_a w analizowanych przypadkach ..	86
Rysunek 60. Rozkład prędkości powietrza dla rury o średnicy 40 mm i wysokości 1 m ..	87
Rysunek 61. Rozkład temperatury dla rury o średnicy 40 mm i wysokości 1 m ..	88
Rysunek 62. Rozkład prędkości powietrza dla rury o średnicy 200 mm i wysokości 1 m ..	88
Rysunek 63. Rozkład temperatury dla rury o średnicy 200 mm i wysokości 1 m ..	89

SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

Załącznik 1. Tabela Z1 Parametry wymiany ciepła i masy dla rury osłonowej o długości 1 m.....	102
Załącznik 2. Tabela Z2 Parametry wymiany ciepła i masy dla rury osłonowej o długości 3 m.....	103
Załącznik 3. Tabela Z3 Parametry wymiany ciepła i masy dla rury osłonowej o długości 6 m.....	104

Załącznik 1.

Tabela Z1. Parametry wymiany ciepła i masy dla rury osłonowej o długości 1 m

Φ_r [mm]	o [mm]	q_l [W/m ²]	I_z [A]	t_{Cu} [°C]	t_{PVC} [°C]	\dot{m} [kg/s]	A_{sz} [m ²]	t_{AIR} [°C]	ρ_{AIR} [kg/m ³]	V_{AIR} [m ³]	F_w [N]	A_z [m ²]	v_{AIR} [m/s]	μ [Pa*s]	Re [-]	c_p [J/kg*K]
40	13.8	495	134.4	61.80	55.70	0.0006538	0.0011	35.30	1.1450	0.001136	0.000434	0.0390	0.5027	0.0000189	839.94	1006.7
100	43.8	570	144.2	64.10	57.10	0.0023989	0.0077	29.00	1.1686	0.007733	0.001168	0.0390	0.2655	0.0000186	1458.37	1006.5
150	68.8	585	146.1	65.04	57.90	0.0042356	0.0176	27.70	1.1735	0.017551	0.001791	0.0390	0.2056	0.0000185	1791.34	1006.4
200	93.8	590	146.7	65.70	54.50	0.0054767	0.0313	27.00	1.1761	0.031295	0.002420	0.0390	0.1488	0.0000185	1770.99	1006.3
300	143.8	605	148.6	65.35	60.96	0.0104323	0.0706	26.32	1.1788	0.070565	0.003540	0.0390	0.1254	0.0000185	2299.43	1006.3
500	243.8	725	162.6	62.16	56.90	0.0410828	0.1962	25.82	1.1807	0.196229	0.006158	0.0390	0.1773	0.0000184	5534.85	1006.3

Φ_r [mm]	λ_{AIR} [W/mK]	Pr [-]	β [1/K]	Δt [K]	v_{AIR} [m ² /s]	Gr [-]	$Gr*Pr$ [-]	rodzaj przepływu	C_M [-]	n_M [-]	Nu [-]	α [W/m ² K]	q_α [W/m ²]	p_w [Pa]	f [-]	z [-]	Δp [Pa]	ΔP [Pa]
40	0.026711	0.712906421	0.0032	20.40	0.00001652	50031	35667	przej.	0.540	0.250	7.421	7.1817	146.51	0.38231532	0.05870	2.12675	0.30774	0.07458
100	0.026267	0.71398007	0.0033	28.10	0.00001595	2412086	1722181	przej.	0.540	0.250	19.562	5.8657	164.83	0.1509759	0.05114	0.58374	0.02403	0.12694
150	0.026193	0.712275921	0.0033	30.20	0.00001580	10271121	7315872	przej.	0.540	0.250	28.084	5.3460	161.45	0.10203381	0.04857	0.35300	0.00876	0.09327
200	0.026118	0.714250302	0.0033	27.50	0.00001576	23883572	17058849	przej.	0.540	0.250	34.704	4.8316	132.87	0.07731261	0.04871	0.25966	0.00338	0.07393
300	0.026044	0.714463727	0.0033	34.63	0.00001569	109808909	78454483	tur.	0.135	0.333	57.444	5.2019	180.17	0.05016834	0.04563	0.15867	0.00147	0.04870
500	0.025969	0.714705888	0.0033	31.08	0.00001562	485811320	347212211	tur.	0.135	0.333	94.265	5.0205	156.02	0.03138219	0.03664	0.07514	0.00139	0.02999

o – odległość ścianki – izolacja, mm,

t_{Cu} – średnia temperatura powierzchni żyły roboczej, °C,

t_{PVC} – średnia temperatura powierzchni izolacji, °C,

\dot{m} – masowe natężenie przepływu powietrza w rurze, kg/s,

t_{AIR} – średnia temperatura powietrza w rurze, °C,

F_w – siła wyporu, N,

z – współczynnik strat tarcia, -,

p_w – ciśnienie wywołane siłą wyporu, Pa,

β – współczynnik objętościowej rozszerzalności powietrza, K⁻¹,

Re – liczba Reynoldsa, -,

Nu – liczba Nusselta, -,

A_{sz} – pole przekroju pierścienia kołowego wewnątrz którego przepływa powietrze, m²,

v_{AIR} – prędkość powietrza w rurze, m/s,

μ – współczynnik lepkości dynamicznej powietrza, Pa·s,

c_p – ciepło właściwe powietrza przy stałym ciśnieniu, J/(kg·K),

ρ_{AIR} – gęstość powietrza, kg/m³,

A_z – pole powierzchni zewnętrznej kabla elektroenergetycznego w rurze, m²,

Δp – spadek ciśnienia wywołany oporami przepływu, Pa,

q_α – gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła, W/m²,

q_l – gęstość strumienia ciepła Joule'a, W/m²,

Pr – liczba Prandtla, -,

α – współczynnik przejmowania ciepła, W/(m²·K),

λ_{AIR} – przewodność cieplna powietrza, W/(m·K),

$\Delta t = t_{PVC} - t_{AIR}$, °C,

Φ_r – średnica rury, mm,

f – współczynnik tarcia, -,

V_{AIR} – objętość powietrza w rurze, m³,

C_M, n_M – współczynniki wg wzoru Michiejewa, -,

$\Delta P = p_w - \Delta p$, Pa,

v_{AIR} – współczynnik lepkości kinematycznej powietrza, m²/s.

I_z – obciążalność prądowa długotrwała, A,

Gr – liczba Grashofa, -,

Załącznik 2.

Tabela Z2. Parametry wymiany ciepła i masy dla rury osłonowej o długości 3 m

Φ_r [mm]	o [mm]	q_j [W/m ²]	I_z [A]	t_{Cu} [°C]	t_{PVC} [°C]	\dot{m} [kg/s]	A_{sz} [m ²]	t_{AIR} [°C]	ρ_{AIR} [kg/m ³]	V_{AIR} [m ³]	F_w [N]	A_z [m ²]	v_{AIR} [m/s]	μ [Pa*s]	Re [-]	c_p [J/kg*K]
40	13.8	425	124.5	61.14	58.06	0.0010418	0.0011	39.16	1.1310	0.003408	0.001769	0.1169	0.8109	0.0000191	1325.27	1006.9
100	43.8	540	140.4	64.40	60.48	0.0037267	0.0077	32.06	1.1569	0.023200	0.006143	0.1169	0.4165	0.0000188	2248.58	1006.5
150	68.8	550	141.7	65.29	61.30	0.0065737	0.0176	29.63	1.1661	0.052652	0.009218	0.1169	0.3212	0.0000187	2761.84	1006.4
200	93.8	570	144.2	65.99	61.85	0.0094156	0.0313	28.67	1.1697	0.093885	0.013097	0.1169	0.2572	0.0000186	3032.23	1006.4
300	143.8	575	144.8	64.81	60.64	0.0234312	0.0706	27.23	1.1753	0.211695	0.017957	0.1169	0.2825	0.0000185	5148.68	1006.3
500	243.8	600	148.0	61.35	57.00	0.0741028	0.1962	26.30	1.1788	0.588686	0.029424	0.1169	0.3203	0.0000185	9950.54	1006.3

Φ_r [mm]	λ_{AIR} [W/mK]	Pr [-]	β [1/K]	Δt [K]	v_{AIR} [m ² /s]	Gr [-]	$Gr*Pr$ [-]	rodzaj przepływu	C_M [-]	n_M [-]	Nu [-]	α [W/m ² K]	q_α [W/m ²]	p_w [Pa]	f [-]	z [-]	Δp [Pa]	ΔP [Pa]
40	0.027003	0.712246673	0.0032	18.90	0.00001689	43786	31186	przej.	0.540	0.250	7.176	7.0208	132.69	1.55737674	0.05237	5.69276	2.11702	- 0.55964
100	0.026489	0.713353883	0.0033	28.42	0.00001623	2332512	1663906	przej.	0.540	0.250	19.394	5.8646	166.68	0.79437456	0.04589	1.57155	0.15773	0.63665
150	0.026311	0.713786264	0.0033	31.67	0.00001600	10439788	7451777	przej.	0.540	0.250	28.214	5.3948	170.85	0.52523721	0.04359	0.95036	0.05717	0.46807
200	0.026237	0.713996631	0.0033	33.18	0.00001591	28120797	20078154	tur.	0.135	0.333	36.487	5.1030	169.29	0.4184946	0.04258	0.68098	0.02635	0.39215
300	0.026133	0.714225401	0.0033	33.41	0.00001578	104219383	74436131	tur.	0.135	0.333	56.447	5.1291	171.35	0.25448121	0.03730	0.38913	0.01825	0.23623
500	0.026066	0.714401193	0.0033	30.69	0.00001570	473037102	337938270	tur.	0.135	0.333	93.419	4.9940	153.27	0.14994585	0.03164	0.19466	0.01177	0.13817

o – odległość ścianki – izolacja, mm,

t_{Cu} – średnia temperatura powierzchni żyły roboczej, °C,

t_{PVC} – średnia temperatura powierzchni izolacji, °C,

\dot{m} – masowe natężenie przepływu powietrza w rurze, kg/s,

t_{AIR} – średnia temperatura powietrza w rurze, °C,

F_w – siła wyporu, N,

z – współczynnik strat tarcia, -,

p_w – ciśnienie wywołane siłą wyporu, Pa,

β – współczynnik objętościowej rozszerzalności powietrza, K⁻¹,

Re – liczba Reynoldsa, -,

Nu – liczba Nusselta, -,

A_{sz} – pole przekroju pierścienia kołowego wewnątrz którego przepływa powietrze, m²,

v_{AIR} – prędkość powietrza w rurze, m/s,

μ – współczynnik lepkości dynamicznej powietrza, Pa*s,

c_p – ciepło właściwe powietrza przy stałym ciśnieniu, J/(kg*K),

ρ_{AIR} – gęstość powietrza, kg/m³,

A_z – pole powierzchni zewnętrznej kabla elektroenergetycznego w rurze, m²,

Δp – spadek ciśnienia wywołany oporami przepływu, Pa,

q_α – gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła, W/m²,

q_j – gęstość strumienia ciepła Joule'a, W/m²,

Pr – liczba Prandtla, -,

α – współczynnik przyjmowania ciepła, W/(m²*K),

λ_{AIR} – przewodność cieplna powietrza, W/(m*K),

$\Delta t = t_{PVC} - t_{AIR}$, °C,

Φ_r – średnica rury, mm,

f – współczynnik tarcia, -,

V_{AIR} – objętość powietrza w rurze, m³,

C_M, n_M – współczynniki wg wzoru Michiejewa, -,

$\Delta P = p_w - \Delta p$, Pa,

v_{AIR} – współczynnik lepkości kinematycznej powietrza, m²/s.

I_z – obciążalność prądowa długotrwała, A,

Gr – liczba Grashofa, -,

Załącznik 3.

Tabela Z3. Parametry wymiany ciepła i masy dla rury osłonowej o długości 6 m

Φ_r [mm]	o [mm]	q_i [W/m ²]	I_z [A]	t_{cu} [°C]	t_{pvc} [°C]	\dot{m} [kg/s]	A_{sz} [m ²]	t_{AIR} [°C]	ρ_{AIR} [kg/m ³]	V_{AIR} [m ³]	F_w [N]	A_z [m ²]	v_{AIR} [m/s]	μ [Pa*s]	Re [-]	c_p [J/kg*K]
40	13.8	385	118.5	61.92	59.13	0.0012243	0.0011	42.50	1.1191	0.006815	0.004336	0.2337	0.9631	0.0000193	1544.28	1007.0
100	43.8	495	134.4	63.91	60.32	0.0051379	0.0077	34.28	1.1486	0.046399	0.016064	0.2337	0.5784	0.0000189	3082.37	1006.6
150	68.8	520	137.7	65.10	61.20	0.0098756	0.0176	32.11	1.1568	0.105304	0.028038	0.2337	0.4864	0.0000188	4123.02	1006.6
200	93.8	545	141.0	65.58	61.63	0.0129408	0.0313	30.46	1.1629	0.187771	0.038823	0.2337	0.3556	0.0000187	4147.46	1006.5
300	143.8	565	143.6	65.96	61.86	0.0365571	0.0706	28.24	1.1714	0.423390	0.052251	0.2337	0.4423	0.0000186	8012.61	1006.4
500	243.8	580	145.5	64.66	60.45	0.0843630	0.1962	27.20	1.1754	1.177373	0.098995	0.2337	0.3658	0.0000185	11302.02	1006.3

Φ_r [mm]	λ_{AIR} [W/mK]	Pr [-]	β [1/K]	Δt [K]	v_{AIR} [m ² /s]	Gr [-]	$Gr*Pr$ [-]	rodzaj przepływu	C_M [-]	n_M [-]	Nu [-]	α [W/m ² K]	q_α [W/m ²]	p_w [Pa]	f [-]	z [-]	Δp [Pa]	ΔP [Pa]
40	0.027258	0.711638455	0.0032	16.62	0.00001721	36658	26087	przej.	0.540	0.250	6.863	6.7778	112.67	3.81771846	0.05041	10.95841	5.68774	-1.87002
100	0.026658	0.712980014	0.0033	26.04	0.00001644	2067016	1473741	przej.	0.540	0.250	18.815	5.7256	149.09	2.07728712	0.04241	2.90478	0.55815	1.51913
150	0.026511	0.713014049	0.0033	29.09	0.00001623	9243030	6590410	przej.	0.540	0.250	27.360	5.2712	153.34	1.59751926	0.03944	1.71956	0.23532	1.36220
200	0.026378	0.713684737	0.0033	31.16	0.00001608	25695146	18338233	przej.	0.540	0.250	35.337	4.9687	154.85	1.24053336	0.03938	1.25939	0.09259	1.14794
300	0.026207	0.714084329	0.0033	33.62	0.00001587	103300407	73765202	tur.	0.135	0.333	56.277	5.1281	172.39	0.7404588	0.03340	0.69680	0.07983	0.66063
500	0.026133	0.714225401	0.0033	33.25	0.00001578	505605365	361116194	tur.	0.135	0.333	95.506	5.1187	170.21	0.50448906	0.03065	0.37713	0.02965	0.47484

o – odległość ścianki – izolacja, mm,

t_{cu} – średnia temperatura powierzchni żyły roboczej, °C,

t_{pvc} – średnia temperatura powierzchni izolacji, °C,

\dot{m} – masowe natężenie przepływu powietrza w rurze, kg/s,

t_{AIR} – średnia temperatura powietrza w rurze, °C,

F_w – siła wyporu, N,

z – współczynnik strat tarcia, -,

p_w – ciśnienie wywołane siłą wyporu, Pa,

β – współczynnik objętościowej rozszerzalności powietrza, K⁻¹,

Re – liczba Reynoldsa, -,

Nu – liczba Nusselta, -,

A_{sz} – pole przekroju pierścienia kołowego wewnątrz którego przepływa powietrze, m²,

v_{AIR} – prędkość powietrza w rurze, m/s,

μ – współczynnik lepkości dynamicznej powietrza, Pa*s,

c_p – ciepło właściwe powietrza przy stałym ciśnieniu, J/(kg*K),

ρ_{AIR} – gęstość powietrza, kg/m³,

A_z – pole powierzchni zewnętrznej kabla elektroenergetycznego w rurze, m²,

Δp – spadek ciśnienia wywołany oporami przepływu, Pa,

q_α – gęstość konwekcyjnego strumienia ciepła, W/m²,

q_i – gęstość strumienia ciepła Joule'a, W/m²,

Pr – liczba Prandtla, -,

α – współczynnik przyjmowania ciepła, W/(m²*K),

λ_{AIR} – przewodność cieplna powietrza, W/(m*K),

$\Delta t = t_{pvc} - t_{AIR}$, °C,

Φ_r – średnica rury, mm,

f – współczynnik tarcia, -,

V_{AIR} – objętość powietrza w rurze, m³,

C_M, n_M – współczynniki wg wzoru Michiejewa, -,

$\Delta P = p_w - \Delta p$, Pa,

v_{AIR} – współczynnik lepkości kinematycznej powietrza, m²/s,

I_z – obciążalność prądowa długotrwała, A,

Gr – liczba Grashofa, -,