

Wybrane kryteria oceny źródeł OZE w aspekcie analizy możliwości przyłączenia ich do sieci

Selected criteria for the assessment of RES in terms of the analysis of the possibility of connecting them to the grid

Streszczenie. Przyłączanie źródeł do sieci wysokiego napięcia wymaga sporządzenia ekspertyz ich wpływu na system elektroenergetyczny. Wymagania określone w zakresie i warunkach wykonania ekspertyz, duża liczba istniejących oraz planowanych instalacji OZE, a także aktualna sytuacja sieciowa, przyczyniają się do coraz większej liczby odmów wydania warunków przyłączenia i zawarcia w tym zakresie umów. W artykule przedstawiono wpływ dokładności obliczeń i przyjmowanych wartości progowych wpływu źródeł na przepływy prądów w gałęziach oraz wynikające z nich zmiany zwiśsów i temperatury przewodów. Zaproponowano modyfikacje istniejących kryteriów przyłączania.

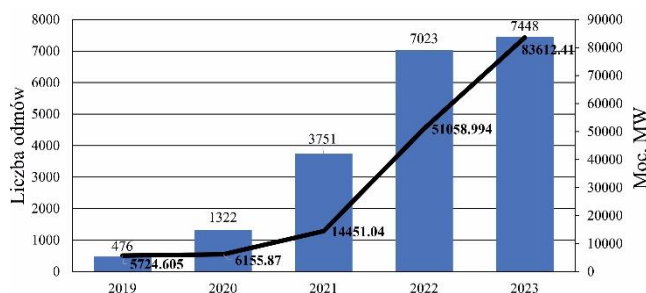
Abstract. Connecting sources to the high-voltage power grid requires an expert opinion on their impact on the grid. The requirements specified in the scope and conditions of performing the expert opinions, the large number of existing and planned RES, as well as the current grid situation, contribute to the increasing number of refusals to connect sources to the grid. The article presents the impact of the accuracy of calculations and the adopted threshold values of the source impact on the current flows in the branches and the resulting changes in sags and wire temperatures. Modifications to the currently used criteria were proposed.

Słowa kluczowe: obciążalność termiczna, odnawialne źródła energii, ekspertyzy przyłączeniowe, napowietrzne linie energetyczne
Keywords: thermal load capacity, renewable energy sources, connection expert opinions, overhead power lines

Wstęp

Od wielu lat obserwowany jest w wzrost zainteresowania inwestorów przyłączaniem źródeł OZE i magazynów energii do systemu elektroenergetycznego. Potwierdza to rosnąca liczba składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia. Kilkanaście lat temu, zainteresowanie inwestorów dotyczyło głównie energetyki wiatrowej. Jednak późniejsze zmiany w przepisach (ustawa „odległościowa”) w znaczny sposób ograniczyły poszukiwanie możliwości przyłączania tych źródeł. W zamian za to zwiększyło się zainteresowanie inwestorów fotowoltaiką – wnioski o przyłączenie pojawiły się na wszystkich poziomach napięć. W ostatnich latach coraz częściej pojawiają się wnioski o przyłączenie do sieci magazynów energii. Inwestorzy liczą na możliwość gry rynkowej (arbitraż cenowy) oraz na możliwość zaoferowania usług mających na celu okresowe magazynowanie nadwyżek generacji w celach regulacyjnych oraz udział w rynku mocy.

Duże zainteresowanie inwestorów źródłami odnawialnymi przyczyniło się do wyczerpania możliwości przyłączeniowych w wielu węzłach sieci, w wyniku czego tylko w roku 2023 operatorzy odmówili wydania warunków przyłączenia rekordowej liczbie źródeł o sumarycznej mocy 83,6 GW [1,2]. Jak przedstawiono na rysunku 1. zarówno w roku 2022 jak i w roku 2023 wydano ponad 7 tysięcy odmów przyłączenia instalacji OZE. W roku 2023 spośród 7 448 odmów prawie 3,6 tysiąca odmów spowodowane było brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci.



Rys. 1. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w latach 2020-2023 [2]

Decyzja o wydaniu warunków przyłączenia podejmowana jest na podstawie ekspertyzy wpływu przyłączanej instalacji na system elektroenergetyczny [3]. Powinna ona dać odpowiedź na pytanie, czy przyłączenie źródła w rozpatrywanym węzle sieci jest możliwe. Formalne wymagania, związane z wykonywaniem ekspertyz zostały zawarte w ustawie PE [3], rozporządzeniu „systemowym” [4] oraz dokumencie ZiWWE [5]. Jednym z głównych powodów, który powoduje brak możliwości przyłączenia źródła do sieci o napięciu 110 kV i wyższym jest przekroczenie dopuszczalnych wartości obciążenia przewodów linii. Często, przekroczenia stanowiące podstawę do odmowy wydania warunków przyłączenia są niewielkie i wynoszą zaledwie kilka amperów. Autorzy prezentowanego artykułu postanowili przeanalizować kilka aspektów technicznych, wpływających na wyniki analiz oraz na konsekwencje przyjmowania progowych wartości prądowych wpływu źródeł na sieć, podawanych przez operatorów. Przedstawiono i omówiono dokładność obliczeniową wybranych programów wykorzystywanych do obliczeń sieciowych. Sprawdzono także wpływ przyjmowanych prądowych wartości progowych na wzrost zwiśsów i temperatury przewodów.

Przegląd literatury

Ekspertyzy przyłączeniowe wykonywane są zgodnie z dokumentem określającym jako ZiWWE (Zakres i warunki wykonywania ekspertyz) [5]. Jednym z wymagań operatorów, zawartych we wspomnianym dokumencie ZiWWE jest wartość progowa wpływu źródeł na sieć. Dokument ten określa maksymalne dopuszczalne przeciążenie (lub wzrost istniejącego wcześniej przeciążenia) jakie może wystąpić w efekcie przyłączenia rozpatrywanego źródła. Wartość ta wynosi 2 A w przypadku linii 110 kV oraz 1 A w przypadku linii 220 kV i 400 kV. Dla transformatorów jest to 1 MVA. W żadnym opracowaniu nie podano uzasadnienia dla tych wartości. W liniach napowietrznych, standardem technicznym było do tej pory stosowanie przewodów stalowo-aluminiowych (AFL) o stosunku przekroju aluminium do przekroju rdzenia stalowego 6:1 lub 8:1. Przekroje przewodów wynosiły najczęściej 120 mm², 185 mm², 240 mm², (w liniach 110

kV) oraz 525 mm² (w liniach 220 kV i 400 kV). Linie wysokiego napięcia zostały zaprojektowane w ten sposób, aby cykl ich życia wyniósł co najmniej kilkadziesiąt lat. Odpowiednie zabiegi eksploatacyjne (dotyczące słupów, izolatorów i osprzętu) poprawiają niezawodność linii, lecz nie mają wpływu na zwiększenie ich przepustowości. Ciągły wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a także dążenie do przyłączania coraz większej liczby źródeł odnawialnych powodują, że wymagania odnośnie przepustowości nieustannie wzrastają. W przypadku linii pracujących w sieciach o różnych poziomach napięcia, kluczowe znaczenie dla przepustowości ma obciążalność cieplna, tzn. wartość prądu, który może płynąć linią, nie powodując wzrostu temperatury przewodu powyżej wartości dopuszczalnej [6]. Obciążalność prądowa długotrwała przewodów linii elektroenergetycznych zależy głównie od budowy przewodów oraz warunków atmosferycznych. Wpływ każdego z wyżej wymienionych czynników został szczegółowo omówiony w dokumentach CIGRE [7] oraz IEEE [8]. Znaczna część linii w Polsce została zaprojektowana i wybudowana na bardzo niską temperaturę projektową wynoszącą 40°C. Właśnie ta wartość w zasadniczy sposób ogranicza wartość prądu, który może przepłynąć linią bez powodowania jej przeciążenia, a właściwie bez formalnego ograniczenia wymagań odległościowych [9]. Tematyka dotycząca zwiększenia przepustowości linii nie jest niczym nowym i pojawiała się wielokrotnie w pracach badawczych różnych autorów na przestrzeni ostatnich lat. Warto w tym miejscu wspomnieć o pracach [10-12], w których badano wpływ wiatru, temperatury otoczenia oraz nasłonecznienia na obciążalność prądową linii napowietrznej. Wyniki analiz odnoszone były również do pesymistycznych założeń przyjmowanych w praktyce przy wyznaczaniu obciążalności statycznej. Zwracano także uwagę na to, że generacja w elektrowniach wiatrowych odbywa się przy znacznie większych prędkościach wiatru niż ta, która jest przyjmowana do obliczeń obciążalności prądowej linii, co prowadzi do jej zaniżenia. To właśnie niska temperatura projektowa w zasadniczy sposób ogranicza prąd, który może przepływać przewodami, chociaż dla przewodów AFL (standardu wykorzystywanego na tych poziomach napięć), temperatura dopuszczalna z uwagi na ich właściwości materiałowe jest dwukrotnie większa i wynosi 80°C. Dla linii wykonanej przewodami AFL-6 240 prąd dopuszczalny w standardowych warunkach letnich, przy temperaturze otoczenia przekraczającej 25°C, odpowiadający wspomnianej temperaturze projektowej linii wynosi 320 A. Natomiast dopuszczalna wartość prądu przy temperaturze pracy 80°C to 645 A. Warto zauważyć, że ok. 20% linii wybudowanych po 1989 roku była zaprojektowana na temperaturę 60°C. Znacznie mniej linii natomiast zaprojektowano na temperaturę 80°C [9]. Taka sytuacja w zakresie wartości temperatury projektowej linii w znaczny sposób ogranicza możliwości przyłączeniowe nowych źródeł. Przykładowo, jeżeli dopuszczalna wartość prądu dla linii wynosi 205 A (przewód AFL-6 120 o temperaturze projektowej 40 °C i w temperaturze otoczenia przekraczającej 25 °C) to obciążenie równe 250 A oznacza 22% przekroczenie obciążalności. Praktyczny skutek tego przeciążenia oznacza jednak tylko kilkunastocentymetrowe zmniejszenie odległości przewodu od obiektów znajdujących się pod linią. Zwiększenie zwisu może być dodatkowo jeszcze mniejsze w momencie, gdyby zostały uwzględnione warunki atmosferyczne (wiatr, nasłonecznienie – w przypadku Polski mało prawdopodobne jest jednoczesne występowanie wysokiej generacji wiatrowej oraz wysokiego nasłonecznienia). W założeniach operatorów nie są jednak uwzględniane takie

uwarunkowania, dlatego już nawet nieznaczne przekroczenia powodują odmowę w zakresie wydania warunków przyłączenia. Zagadaniem, które warto poruszyć są również aktualne wymagania dotyczące pionowych zapasów odległości pomiędzy przewodami fazowymi, a ziemią lub innymi obiektami krzyżowanymi pod linią. Zapas ten opisują operatorzy w swoich standardach technicznych i wynosi on minimum 0,5 metra dla linii o napięciu 110 kV [13-15]. Również w przypadku linii 220 kV oraz 400 kV zapas ten powinien wynosić 0,5 metra [16]. Niestety, wartości te nie są prawdopodobnie brane pod uwagę przy określaniu wymagań dla źródeł, co ma swoje przełożenie na wyniki obliczeń w trakcie wykonywania ekspertyz. Również w pracy [17] autor pochylił się nad wpływem dopuszczalnej obciążalności prądowej przewodów na parametry odległościowe linii. W pracy tej przeanalizowane zostały aspekty dotyczące modernizacji linii wysokich napięć umożliwiające zwiększenie ich obciążalności termicznej. Wykonanie określonych zabiegów modernizacyjnych w prosty sposób umożliwiłoby zwiększenie obciążalności linii. Do takich zabiegów należą między innymi podwyższanie temperatury projektowej (np. poprzez regulację naprężeń lub podwyższanie wybranych konstrukcji wsporczych) oraz wymiana przewodów [18]. Za kluczowy problem w przypadku infrastruktury sieciowej wysokich napięć w aspekcie modernizacyjnym może zostać uznana niska letnia obciążalność prądowa (ze względu na zwisy) linii, które zostały zaprojektowane na temperaturę 40°C [19]. Problem ten może dotyczyć szczególnie linii, które posiadają przęsła o stosunkowo dużej rozpiętości i o dużym zwisie. W liniach tych, najczęściej występują „wąskie gardła” (pręsła o dużych wartościach zwisów oraz zaokrąglonych wymaganiach odległościowych), które stwarzają bariery i ograniczenia w przesyle mocy ze źródeł rozproszonych. Ograniczenia te mogą zostać w istotnym zakresie wyeliminowane poprzez zastosowanie w praktyce dynamicznej obciążalności termicznej linii napowietrznych [17, 20-22]. Z doświadczeń autorów wynika, że w otrzymywanych do analiz modelach sieci, niekiedy linie wykonane takimi samymi przewodami i zaprojektowane na taką samą temperaturę pracy mają różne obciążalności prądowe. Może się zatem zdarzyć, że przy tym samym obciążeniu jedno z nich będą opisywane jako przeciążone a inne nie. Prowadzi to do błędnych wniosków i niesprawiedliwych decyzji. Warto zatem głębiej pochylić się nad aspektem obciążalności prądowej linii oraz kryteriami warunkującymi możliwość przyłączenia źródeł. Oprócz przeciążania się linii WN (a właściwie przekraczania określonych wielkości kryterialnych), istotną kwestią analizowaną podczas wykonywania ekspertyz przyłączeniowych jest przeciążanie się transformatorów systemowych. Tematyka ta rozważana jest między innymi w pracach [23-25]. Przeciążenia transformatorów zdarzają się dużo rzadziej, dlatego też uwaga autorów artykułu została ukierunkowana głównie na linie napowietrzne.

Domyślne parametry wybranych programów obliczeniowych

Komercyjne programy stosowane do wykonywania obliczeń sieciowych oferują wiele możliwości, przy czym podstawową opcją jest analiza rozplływowa. W tabeli 1 przedstawiono dane dotyczące domyślnej dokładności obliczeń rozplływowych, przyjmowanej metody obliczeniowej oraz maksymalnej liczby iteracji (przyjmowanych domyślnie) dla siedmiu wybranych programów wykorzystywanych w analizach sieciowych. Można zauważyć duże różnice w dokładności obliczeń iteracyjnych. Autorzy postanowili sprawdzić wpływ tych parametrów na uzyskiwane wyniki analiz rozplływowych.

Tabela 1. Domyślne ustawienia obliczeń rozpiętych

Program	Domyślne ustawienia		
	Max liczba iteracji	Dokładność [MVA]	Metoda obliczeniowa
PLANS	300	1	Stott/Newton
PowerFactory	25	0,001	Newton-Raphson
PSE/E	20	0,1	Szybka rozłączna metoda Newtona – Raphsona/Newton - Raphson
PSLF	25	0,1	Newton-Raphson
Neplan	20	0,001	Rozszerzony Newton-Raphson/Newton - Raphson
PowerWorld	50	0,1	Newton - Raphson
ETAP	50	0,001	Newton-Raphson

Obliczenia testowe wykonano dla dwóch modeli sieci:

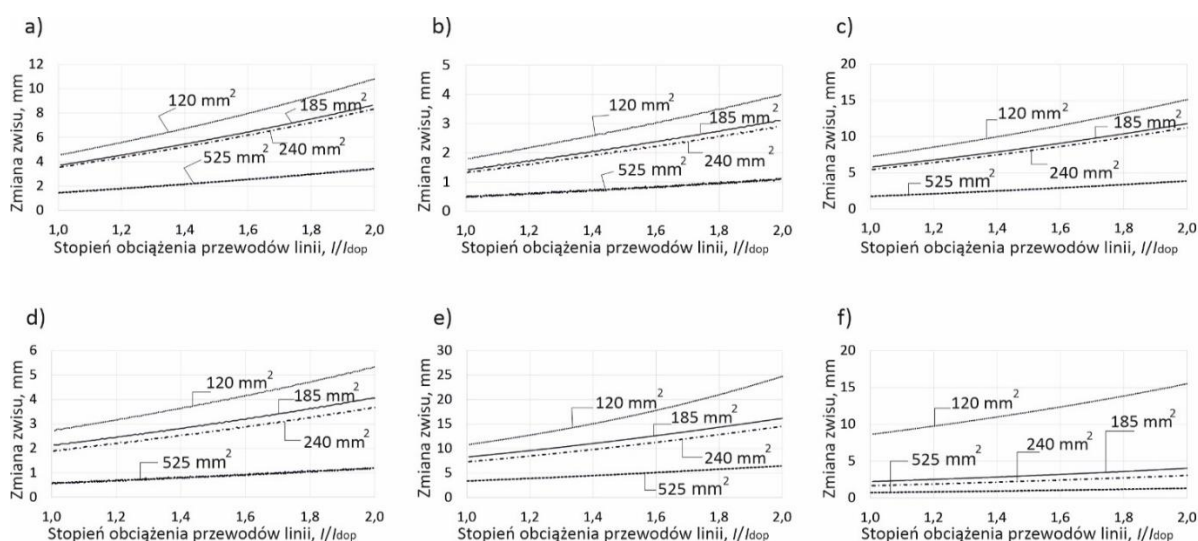
- sieci testowej IEEE 118 obejmującej obszar składający się z 208 elementów obserwowanych (207 elementów uwzględnianych w analizie N-1);
- sieci testowej bazującej na modelu KSE obejmującej obszar składający się z 700 elementów obserwowanych (551 elementów uwzględnianych w analizie N-1).

W ramach przeprowadzanych analiz (za pomocą programu PLANS [26]) sprawdzono wpływ dokładności obliczeń, wybranej metody obliczeniowej oraz punktu startowego na różnice w przepływach prądu w liniach oraz mocy w transformatorach. W przypadku niewielkiej sieci testowej wyniki są praktycznie takie same dla metod Stotta i Newtona, przyjmowanych dokładności oraz punktów startowych. Maksymalne różnice w otrzymywanych wynikach obciążenia linii wynosiły 0,1 A (w przypadku transformatorów nie zaobserwowano różnic w przepływach mocy). Na tej podstawie można wysnuć wniosek, że w przypadku małych sieci wymienione wcześniej parametry obliczeniowe nie mają istotnego znaczenia. Wyniki obliczeń dla dużej (wymiarowo) sieci testowej wykazały różnice w obciążeniach linii na poziomie 0,6 A oraz 0,6 MVA w przypadku transformatorów. Można zatem sądzić, że dla dużej sieci zauważone różnice w wynikach obliczeń częściowo zależą od każdego ze wspomnianych wcześniej parametrów. Przy założonej dużej dokładności obliczeń

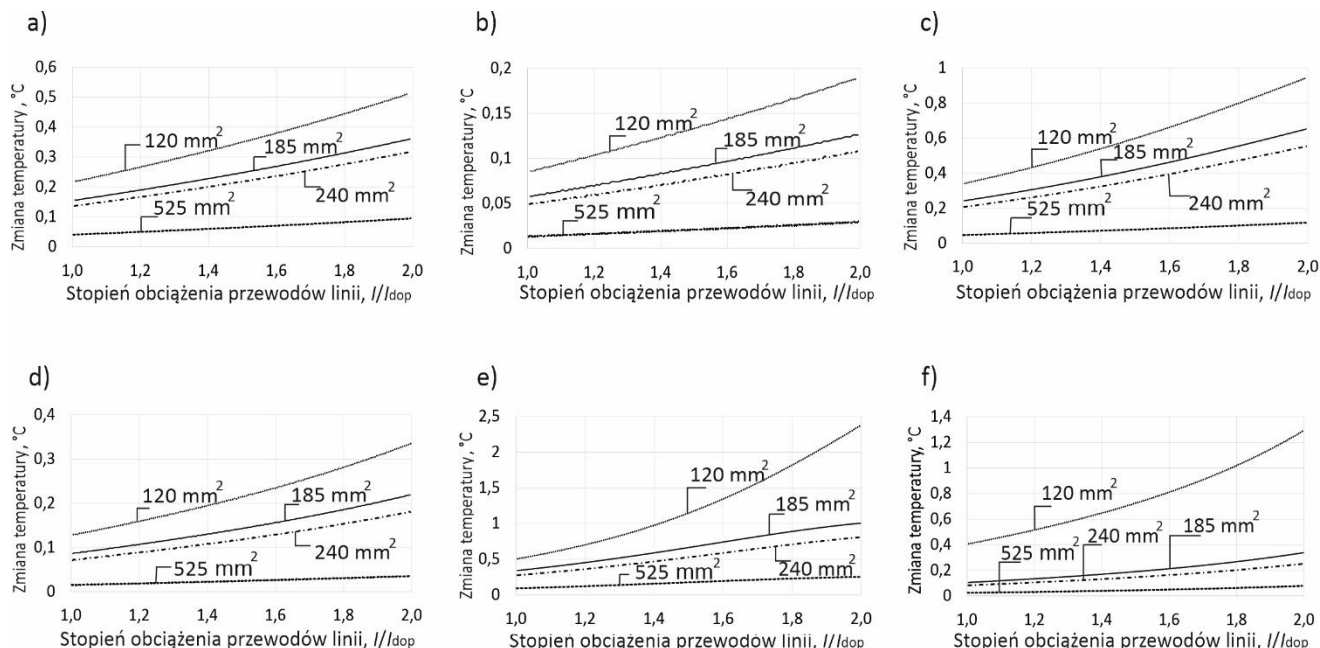
zależność ta powinna być wyeliminowana. Wspomniana wcześniej wartość 0,6 A (0,6 MVA dla transformatorów) jest niewielka i mogłaby być uznana za naturalną cechę metod numerycznych rozwiązywania równań nieliniowych. Należy jednak pamiętać, że limit dopuszczalnego wpływu źródeł na sieć, według dokumentu ZiWWE [5] dla linii 220 kV oraz 400 kV wynosi zaledwie 1 A, a dla transformatorów 1 MVA. Różnice w przepływach, wynikające z przyjętej dokładności obliczeń oraz metod i programów komputerowych mogą stanowić ponad połowę dopuszczalnej wartości progowej. Jeżeli weźmie się pod uwagę inne błędy wynikające z niedokładności modelu, ewentualnych rozbieżności w prognozowaniu poziomu generacji w OZE (przyjmowane współczynniki generacji), czy też błędy dotyczące nieprawidłowych danych lub założeń, wówczas dokładność rozwiązania staje się jeszcze gorsza. Konieczne jest zatem bardziej szczegółowe uzasadnienie oraz analiza przyjmowanych kryteriów, gdyż w obecnej postaci nie wykazują one jakiegokolwiek elastyczności i równie dobrze mogłyby być określone jako wartości zerowe (0 A dla linii i 0 MVA dla transformatorów).

Wpływ założeń przyjmowanych do obliczeń na temperaturę, zwis oraz obciążenie przewodów linii

W kolejnym kroku sprawdzono wpływ przyjmowanych progowych wartości prądu (2 A w sieci 110 kV i 1 A w sieci 220 kV i 400 kV) na przyrost temperatury i zwisów przewodów linii napowietrznych. Obliczeń dokonano przy wykorzystaniu oprogramowania ZikOS [27]. Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 2 oraz 3. Rysunek 2 obrazuje przyrosty zwisów przewodów linii przy różnych wartościach obciążenia (I/I_{dop} – obciążenie początkowe) i jego wzroście o 2 A (120 mm², $I_{dop} = 205$ A, 185 mm² $I_{dop} = 270$ A, 240 mm² $I_{dop} = 320$ A) oraz 1 A (525 mm² $I_{dop} = 515$ A). W analizach zakładano, że kąt między kierunkiem wiatru a przewodem wynosi 90°. Na podstawie uzyskanych wyników można stwierdzić, że przyrost zwisu zwiększa się liniowo w miarę wzrostu stopnia obciążenia przewodów linii. Przyrost zwisu jest istotnie zróżnicowany dla przewodów o różnych przekrojach. Największy przyrost zwisu występuje oczywiście dla przewodu o najmniejszym przekroju, czyli 120 mm² (maksymalnie 25 mm). Przyrosty zwisów dla przewodu 525 mm² są śladowe (maksymalnie 5 mm), ich identyfikacja wymagałaby specjalistycznej aparatury geodezyjnej.



Rys. 2 Zmiana zwisu przewodów linii przy wzroście obciążenia o 2 A i 1 A, dla różnych wartości początkowego stopnia obciążenia a) prędkość wiatru 0,5 m/s przy temperaturze otoczenia 30°C, b) prędkość wiatru 3,5 m/s przy temperaturze otoczenia 30°C, c) prędkość wiatru 0,5 m/s przy temperaturze otoczenia 25°C, d) prędkość wiatru 3,5 m/s przy temperaturze otoczenia 25°C, e) prędkość wiatru 0,5 m/s przy temperaturze otoczenia 0°C, f) prędkość wiatru 3,5 m/s przy temperaturze otoczenia 0°C



Rys. 3. Zmiana temperatury przewodów linii przy wzroście obciążenia o 2 A i 1 A, dla różnych wartości początkowego stopnia obciążenia a) prędkość wiatru 0,5 m/s przy temperaturze otoczenia 30°C, b) prędkość wiatru 3,5 m/s przy temperaturze otoczenia 30°C, c) prędkość wiatru 0,5 m/s przy temperaturze otoczenia 25°C, d) prędkość wiatru 3,5 m/s przy temperaturze otoczenia 25°C, e) prędkość wiatru 0,5 m/s przy temperaturze otoczenia 0°C, f) prędkość wiatru 3,5 m/s przy temperaturze otoczenia 0°C

Analogiczne wnioski dotyczą przyrostów temperatury przewodów przy wzroście ich obciążenia o 2 A oraz o 1 A. Z rysunku 3e oraz rysunku 3f wynika większy przyrost temperatury dla przewodów o przekroju 120 mm² niż w przypadku pozostałych. Dla przewodów o przekroju 525 mm² są to przyrosty śladowe, ich identyfikacja wymagałaby przyrządów laboratoryjnych.

Nawet nieznaczne przekroczenia wartości progowych prądów (np. o 2,3 A) wskazują według opinii operatorów na „istotne” oddziaływanie źródła na sieć. Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że oddziaływanie tego rzędu ma charakter śladowy. W odniesieniu do zmian mocy w liniach, progowe wartości prądów przekładają się na następujące wartości mocy (przy założeniu, że współczynnik mocy wynosi 1):

- 0,381 MVA (dla linii 110 kV i 220 kV),
- 0,693 MVA (dla linii 400 kV).

Także w odniesieniu do mocy, przypisywanie wymiaru katastroficznego przepływowi o tak wyliczonych wartościach może być traktowane z inżynierskiego punktu widzenia jako nadużycie interpretacyjne. Wyciąganie pochopnych wniosków na podstawie śladowych zmian w obciążeniach linii wydaje się być krzywdzące dla starających się o przyłączenie inwestorów, którzy realizując swoje cele biznesowe realizują politykę energetyczną Państwa.

Poszukiwanie warunków mających jednakowy wpływ na różne typy przewodów linii

Tak jak wspomniano wcześniej, w dokumencie ZiWWE [5], zawarte są progowe wartości prądów (2 A i 1 A), które określają dopuszczalny wpływ źródła na obciążenie linii. W niniejszym podpunkcie sprawdzono jakie wartości prądów, dla każdego rozpatrywanego przewodu, powodują tę samą zmianę temperatury i zwisu. Jako odniesienie przyjęto przewód o najmniejszym przekroju, czyli 120 mm² oraz wykonane przy jego wykorzystaniu przęsło o rozpiętości 300 metrów. Autorzy uważają, że jeżeli operatorzy dopuszczają takie zmiany w przewodzie o przekroju 120 mm² to powinni być również dopuszczać w pozostałych przewodach (o większych przekrojach). Jako stan wyjściowy, przyjęto maksymalne obciążenie każdego z przewodów. W kolejnych krokach sprawdzono jaki wpływ

na zmiany temperatury i zwisu ma wzrost prądu o 2 A lub 1 A w sytuacji, gdy temperatura pracy przewodu jest równa 40°C lub 50°C (tab.2). Przyjmując różne temperatury przewodów linii odwzorowano w ten sposób stany, gdy przyłączenie wnioskowanego źródła powoduje przeciążenie linii lub pogłębienie istniejącego już przeciążenia. Aby wyznaczyć referencyjną zmianę temperatury przewodu i zwisu założono wzrost prądu płynącego przewodem o przekroju 120 mm² o 2 A (jest to progowa wartość wynikająca z ZiWWE). Następnie dla wyznaczonych wartości zmian temperatury i zwisu, dla każdego typu przewodu poszukiwano wartości prądu, która takie same zmiany powoduje. Analizując wyniki przedstawione w tabeli 2 można powiedzieć, że jednakowy przyrost temperatury lub zwisu, w przypadku przewodów o różnych przekrojach, powodowany jest zmianą wartości prądu o różnych wartościach. Przykładowo, jeżeli wzrost prądu o 2 A w linii wykonanej przewodami AFL-6 120 powoduje wzrost temperatury przewodu o 0,121°C to ten sam przyrost temperatury dla przewodów AFL-6 185, AFL-6 240, AFL-8 525 powodowany jest zmianami prądu odpowiednio o: 2,8 A, 3,3 A i 6 A. Analogiczny wniosek można wysnuć w przypadku jednakowej wartości zmiany zwisu. Jeżeli wzrost prądu o 2 A w linii wykonanej przewodem AFL-6 120 powoduje przyrost zwisu przewodu o ok. 3 mm to ten sam przyrost zwisu dla przewodów AFL-6 185, AFL-6 240, AFL-8 525 powodowany jest zmianami prądu odpowiednio 2,8 A, 3,1 A i 4,5 A. Wymienione wyżej wartości dotyczą temperatury otoczenia 30°C. Nieco inne wartości uzyskuje się dla temperatury otoczenia 25°C i 0°C, które też przyjmowane są w modelach obliczeniowych podczas wykonywania ekspertyz przyłączeniowych. Z przeprowadzonych analiz wynika, że zamieszczone w dokumencie ZiWWE restrykcyjne wartości progowe prądów powinny być dodatkowo uzależnione od rodzaju przewodów zastosowanych w rozpatrywanych liniach, ewentualnie od wartości temperatury otoczenia oraz od tego czy rozpatrywane źródło powoduje przeciążenie linii, czy je pogłębia. Jeżeli założyć, że wielkością warunkującą wartości progowe jest jednakowa, ustalona zmiana zwisu przewodów wówczas dopuszczalne wartości prądów dla

modelu letniego sieci (temperatura otoczenia 30°C), powinny wynosić:

- 2 A (dla przewodu AFL-6 120), 3 A (dla przewodów AFL-6 185, AFL-6 240) i 5 A (dla przewodu AFL-8 525) – źródło powoduje przeciążenie linii.
- 9 A dla linii 400 kV wykonanych przewodami wiązkowymi AFL-8 2x525 (prąd o tej wartości rozplywa się na dwa przewody tworzące wiązkę)

Jeżeli rozpatrujemy model sieci dla temperatury otoczenia 25°C, wówczas wartości te powinny wynosić:

- 2 A (dla przewodu AFL-6 120, AFL-6 185, AFL-6 240) i 3 A (dla przewodu AFL-8 525) – źródło powoduje przeciążenie linii lub pogłębienie istniejącego przeciążenia.

Jeżeli rozpatruje się model sieci dla temperatury otoczenia 0°C, wówczas wartości te powinny wynosić:

- 2 A (dla przewodu AFL-6 120), 3 A (dla przewodów AFL-6 185, AFL-6 240) i 4 A (dla przewodu AFL-8 525).

Na podstawie przedstawionych analiz autorzy proponują modyfikację restrykcyjnych kryteriów oceny oddziaływania przyłączanych do sieci źródeł, sformułowanych w dokumencie ZiWWE – [5]. Zamiast dozwolonych przekroczeń wartości progowych o 2 A (sieć 110 kV) i 1 A (sieć 220 i 400 kV), które zdaniem autorów nie mają uzasadnienia fizycznego, zaproponowano zróżnicowanie ich wartości dla poszczególnych typów przewodów, tak aby skutek oczekiwanego wzrostu zwisu i temperatury odpowiadał skutkom dla przewodu referencyjnego AFL-6 120. W rezultacie wartości progowe uległyby nieznacznemu powiększeniu: do wartości 3 A (185 i 240 mm²), 5 A (525 mm²) oraz 9 A (2x525 mm²). Aczkolwiek są to wartości niewielkie, to jednak ich zróżnicowanie nadaje kryteriom ZiWWE sens fizyczny, który dla wykonawców ekspertyz oraz inwestorów powinien być czytelny, nawet gdy uznawany jest za restrykcyjny i trudny do spełnienia.

Tabela 2. Wartości prądu powodujące tę samą zmianę temperatury i zwisu przewodów o różnych przekrojach, zaprojektowanych na temperaturę pracy 40°C (wartości referencyjne zostały wyznaczone dla przewodu o przekroju 120mm² i temperaturze pracy 40°C)

Temperatura pracy 40 °C (wartości referencyjne zostały wyznaczone dla przewodu o przekroju 120mm ² i temperaturze pracy 40 °C)						
Przekrój przewodu, [mm ²]	Zmiana temperatury [°C]	Wartość prądu jaka powoduje zmianę temperatury [A]	Zmiana zwisu [mm]	Wartość prądu jaka powoduje taką samą zmianę zwisu [A]	Proponowana wartość kryterialna [A]	Wartość początkowa temperatury przewodu [°C]
	Temperatura 30 °C					
120	0,121	2	3	2	2	40
185		2,8	3	2,8	3	
240		3,3		3,1	3	
525		6		4,5	5	
2x525		12		9	9	
120	0,207	2	4,2	2	2	50
185		3,1	4,2	2,6	3	
240		3,3		2,5	3	
525		6		2,5	3	
2x525		12		5	5	
	Temperatura 25 °C					
120	0,159	2	3,3	2	2	40
185		2,7	3,3	2,3	2	
240		3,2		2,5	2	
525		5		3,1	3	
2x525		10		6,2	6	
120	0,228	2	4,7	2	2	50
185		2,7	4,7	2,3	2	
240		3,2		2,4	2	
525		4		3,2	3	
2x525		8		6,4	6	
	Temperatura 0 °					
120	0,401	2	10,1	2	2	40
185		2,7	10,1	2,7	3	
240		3,1		2,9	3	
525		5		4,2	4	
2x525		10		8,4	8	
120	0,473	2	12	2	2	50
185		2,7	12	2,8	3	
240		3,1		2,9	3	
525		4		3,3	3	
2x525		8		6,6	6	

Wpływ zapasu projektowego odległości pionowej przewodów na dopuszczalny wzrost zwisu i temperatury linii

Obecne standardy techniczne operatorów sieci w zakresie budowy linii elektroenergetycznych wymagają w warunkach największego zwisu normalnego odpowiednich pionowych zapasów odległości pomiędzy przewodami linii a gruntem i obiektami krzyżowanymi (względem wymagań normatywnych). Zapasy te powinny wynosić nie mniej niż 0,5 m. W przypadku „starych” linii wymogi te mogą być w

wielu obiektach spełnione Aby mieć pewność co do tego należałoby przeprowadzić audyty linii istniejących, nie jest to jednak powszechna praktyka operatorów. Mając dane z audytów można by je powiązać z dopuszczalnymi obciążalnościami i progami prądowymi. Z pewnością jest to pracochłonny, ale bezinwestycyjny sposób maksymalnego wykorzystania możliwości przesyłowych linii. Biorąc powyższe informacje pod uwagę wyznaczono dopuszczalne przyrosty prądów oraz temperatury przewodów wynikające ze wzrostu zwisu o 0,5 m dla

różnych prędkości wiatru. Podobnie jak poprzednio, pod uwagę wzięto typowe przewody wykorzystywane do budowy linii elektroenergetycznych w przeszłości, zaprojektowane na temperaturę pracy 40°C. Symbolem (*) oznaczono te prędkości wiatru przy których przewód osiąga temperaturę projektową dla przyjmowanych w praktyce warunków atmosferycznych (nasłonecznienie 1000 W/m² w okresie letnim, 700 W/m² w okresie zimowym, kierunek między wiejącym wiatrem a przewodem 90°, temperatura otoczenia 0°C, 25°C i 30°C). Różnią się one od wartości 0,5 m/s podawanej jako ta, przy której wyznaczana była obciążalność tzw. statyczna. Średnia prędkość wiatru, przy której temperatura przewodu jest równa temperaturze projektowej (czyli 40°C), wynosi ok. 2 m/s. Dodatkowo obliczenia wykonane zostały dla nieco większej prędkości wiatru, równej 3,5 m/s. Jest to wartość zbliżona do startowej prędkości wiatru dla elektrowni wiatrowych. Tak jak wcześniej wspomniano, mało prawdopodobne jest jednocześnie występowanie dużych prędkości wiatru i nasłonecznienia, czyli warunków sprzyjających wysokiej generacji w źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych. Zatem założenia przyjęte do obliczeń są realne.

Wyniki przedstawiono w tabeli 3. Przyjęcie dopuszczalnego przyrostu zwisu równego 0,5 m powoduje znaczny wzrost wartości prądów ponad te, które wynikają z dopuszczalnej temperatury projektowej. Największe przyrosty prądu dotyczą przewodów o większym przekroju. Największe przyrosty stopnia obciążenia przewodu (stosunku prądów po i przed wzrostem) dotyczą natomiast przewodów o mniejszym przekroju. W niektórych przypadkach wzrost prądu jest niemal 2,5-krotny. Oznacza to dużo większe, potencjalne możliwości przesyłowe. Należy też zwrócić uwagę na fakt, że praktycznie w żadnym przypadku temperatura przewodów nie przekracza dopuszczalnej dla nich wartości maksymalnej, czyli 80°C. Zazwyczaj są to wartości dużo mniejsze. Średnia różnica temperatury przewodów po wzroście prądu i przed jego wzrostem (dla rozpatrywanych stanów obliczeniowych) wynosi ok. 20°C.

Analiza progów mocowych dla transformatorów

Wymagane przez operatorów sieci „progi mocowe” (warunkujące istotność wpływu źródła na obciążenie transformatora) dla transformatorów są jednakowe zarówno, jeżeli chodzi o moc jak i stan transformatora przed przyłączeniem źródła, tzn. czy był on wstępnie przeciążony czy nie. Tak jak wcześniej wspomniano, przyjmowane w ekspertyzach wartości wynoszą 1 MVA. Należy jednocześnie zauważyć, że w praktyce dopuszcza się okresowe przeciążenia transformatorów. W wycofanej już normie [28] znajdują się wykresy obrazujące zależność dopuszczalnego czasu trwania przeciążenia w zależności od jego stopnia. Przykładowo, czas trwania przeciążenia o wartości 20%-30% wynosi kilka godzin. Biorąc natomiast pod uwagę fakt, że znaczna część stanów awaryjnych usuwana jest w porównywalnym czasie to przeciążenia transformatorów na poziomie od kilku do kilkunastu procent nie powinny być powodem wydawania decyzji odmownych. Odnosząc obecnie przyjmowany próg mocy, równy 1 MVA, do wartości mocy znamionowych typowych jednostek stosowanych w sieciach przesyłowych (od 160 MVA do 500 MVA), należy powiedzieć, że procentowo udział ten jest mniejszy od 0,7% (wartość obliczona dla transformatora o mocy 160 MVA). W przypadku największych jednostek (o mocy 500 MVA) udział progu mocowego zmniejsza się do wartości 0,2%. Czy jest to wartość, która zagraża żywotności transformatora nieprzeciążonego lub nieznacznie przeciążonego? Z pewnością nie. Znaczenie tego progu wzrasta gdy

transformator jest już przeciążony przed przyłączeniem źródła. W takich stanach dopiero wymagane jest wypracowanie metodyki postępowania. Mogłaby ona wynikać z przyjętego przez operatorów maksymalnego, dopuszczalnego stopnia przeciążenia transformatorów w stanach awaryjnych. Po przekroczeniu tego progu decyzja odmowna byłaby wtedy zasadna. W przypadku transformatorów, podobnie jak w przypadku linii, trudno jest się doszukać w ZiWWE fizycznego wytłumaczenia takiego a nie innego progu mocowego.

Podsumowanie i wnioski

Decyzja o wydaniu warunków przyłączenia dla źródła uzależniona jest od wyników ekspertyzy wpływu tej instalacji na system elektroenergetyczny. Operatorzy sieci podejmują decyzje na podstawie oceny spełnienia wymaganych kryteriów technicznych. Kryteria te, dla sieci 110, 220 i 400 kV zawiera dokument zwany skrótowo ZiWWE – [5]. Przez szereg lat jego kolejne wersje nie były publicznie udostępniane. Od 2023 r. jest on dostępny na stronach PSE S.A. (ostatnia wersja z maja 2024 r.). Można mieć zastrzeżenia, że dokument ten nie ma charakteru oficjalnego – nie jest częścią rozporządzenia „systemowego”, ani instrukcji IRIESP czy IRIESD, ale mimo to fakt jego dostępności wpływa pozytywnie na ocenę transparentności procesu ubiegania się o przyłączenie do sieci. Tym samym osoby obserwujące od lat działania inwestorów związane z ubieganiem się o wydanie warunków przyłączenia (za takie osoby uważają się autorzy prezentowanego artykułu) mają możliwość kierowania pod adresem instytucji formułujących kryteria przyłączeniowe postulatów co do możliwości wprowadzenia w nich zmian.

Jako niezrozumiałe z technicznego punktu widzenia autorzy uważają restrykcyjne sformułowanie warunków nieprzekraczania obciążalności przewodów linii napowietrznych o 2 A (dla linii 110 kV) i 1 A dla linii (220 i 400 kV). W artykule proponowano przyjęcie skutków (w postaci wzrostu zwisu przewodów i wzrostu ich temperatury) dla przęsła referencyjnego z przewodem AFL-6 120 i wskazanie wartości prądu, które powodują takie same skutki dla przewodów o większych przekrojach. Autorzy proponowali (Tabela 3) wartości wynoszące 3 A, 5 A i 9 A dla przewodów o przekrojach odpowiednio 240 mm², 525 mm² i 2x525 mm². Proponowane zmiany można określić jako „kosmetyczne” lub „symboliczne”, ale nadają one wskazanym w ZiWWE wielkościom kryterialnym sens fizyczny i uwalniają je od miana „przypadkowych” lub zgoła „sufitowych” spotykanego zarówno wśród wykonawców ekspertyz jak też przedstawicieli inwestorów.

Drugi postulat autorów jest znacznie bardziej radykalny i prowadzi do zwiększenia obciążalności linii o temperaturze projektowej 40°C aż o 60-70%. Taki wzrost obciążalności byłby możliwy, gdyby rozpatrywane linie posiadały dla wszystkich przęseł „rezerwę zwisu” wynoszącą 0,5 m. Oznacza to, że zwiększenie zwisu o 0,5 m (wywołane wzrostem temperatury przewodów) nie spowodowałyby przekroczenia dopuszczalnych odległości od ziemi lub obiektów znajdujących się pod linią. Oczywiście ocena możliwości wykorzystania tego warunku wymaga przeprowadzenia przez operatorów dokładnej analizy dokumentacji linii (używany jest także termin – paszporty linii) i sprawdzenia, czy posiadają one zdefiniowany wyżej poziom rezerwy odległościowej. Z doświadczeń autorów prezentowanego artykułu wynika, że niektórzy z nich wykonali w tym zakresie pewne prace, albowiem obciążalności linii o identycznych parametrach (jak można przypuszczać z przybliżonej oceny) są różne w różnych częściach krajowego systemu przesyłowego. Dla najczęściej spotykanych przekrojów przewodów

oczekiwane wzrosty dopuszczalnej obciążalności są następujące (Tabela 3):

- AFL-6 120 – wzrost od wartości 205 A do 357 A,
- AFL-6 185 – wzrost od wartości 270 A do 460 A,
- AFL-6 240 – wzrost od wartości 325 A do 529 A,
- AFL-8 525 – wzrost od wartości 515 A do 814 A,
- AFL-2x8 525 – wzrost od wartości 1030 A do 1628 A.

Wydaje się jednak, że procedura analizy „rezerw odległościowych” poszczególnych linii powinna być opisana w dokumencie rangi rozporządzenia „systemowego” – [4], a jej stosowanie powinno być uznane za obowiązkowe, nie tylko na etapie operacyjnym (kiedy źródło jest już przyłączone, a linia wyposażona jest w dynamiczną kontrolę obciążenia - DOL), ale także na etapie wykonywania ekspertyz przyłączeniowych.

Przyjęcie w [5] kryterium przekroczenia mocy znamionowej transformatorów poniżej 1 MVA autorzy uznali za odległe od fizycznych właściwości tych urządzeń (duże wartości cieplnych stałych czasowych), które od lat były

uznawane jako zdolne do znoszenia przeciążeń – norma [28]. Wobec zróżnicowanych mocy transformatorów pracujących w sieci przesyłowej wprowadzenie kryterium powiązanego z mocą (czy to 0,5%, 1%, czy 2%) wydaje się być uzasadnione i sprzyjające transparentności procesu przyłączeniowego, co w świetle alarmistycznych przekazów medialnych – [2] będzie korzystne dla obydwu stron – operatorów sieci oraz interesariuszy ubiegających się o przyłączenie.

Autorzy: dr hab. inż. Paweł Pijarski, Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Elektroenergetyki, ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, E-mail: p.pijarski@pollub.pl; Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko, Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Elektroenergetyki, ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, E-mail: p.kacejko@pollub.pl; mgr inż. Adrian Belowski, Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Elektroenergetyki, ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, E-mail: a.belowski@pollub.pl.

Tabela 3. Wartości prądu powodujące zmianę zwisu przewodów o 0,5 m

Przekrój przewodu [mm ²]	Temperatura otoczenia [°C]	Dopuszczalna obciążalność prądowa przewodu [A]	Prędkość wiatru [m/s]	Wartość prądu, przy którym zwis wzrasta o 0,5 m w stosunku do zwisu przy temperaturze początkowej i wartości prądu równej dopuszczalnej obciążalności [A]	Stosunek prądów (różnica prądów) [A]	Temperatura początkowa [°C]	Temperatura przy którym zwis wzrasta o 0,5 m [°C]
120	30	205	1,86*	439	2,14 (234)	40	63,82
			0,5	357	1,74 (152)	47,5	71,41
			3,5*	503	2,45 (298)	37	61,04
	25	305	2,61	515	1,69 (210)	40	64,05
			0,5	417	1,37 (112)	56,2	80,25
			3,5	547	1,79 (242)	37,1	61,1
	0	405	0,72	489	1,21 (84)	40	59,64
			0,5	485	1,20 (80)	47,5	69,96
			3,5	507	1,25 (102)	16,5	25,98
185	30	270	1,915*	558	2,07 (288)	40	60,12
			0,5	460	1,70 (190)	47,6	68,42
			3,5*	654	2,42 (384)	36,7	57,17
	25	402	2,424	650	1,62 (248)	40	60,59
			0,5	544	1,35 (142)	55,5	76,85
			3,5	714	1,78 (312)	36,2	56,67
	0	535	0,669	653	1,22 (118)	40	60,49
			0,5	641	1,20 (106)	45,7	66,71
			3,5	835	1,56 (300)	15	37,6
240	30	325	2,12	649	2,00 (324)	40	58,69
			0,5	529	1,63 (204)	48,6	67,53
			3,5*	753	2,32 (428)	36,8	55,49
	25	474	2,393	748	1,58 (274)	40	58,63
			0,5	622	1,31 (148)	56,2	74,81
			3,5	822	1,73 (348)	36,1	54,62
	0	605	0,586	731	1,21 (126)	40	58,68
			0,5	723	1,20 (118)	42,9	61,7
			3,5	919	1,52 (314)	13,7	31,6
525	30	515	1,98	1003	1,95 (488)	40	55,82
			0,5	814	1,58 (299)	49,3	65,54
			3,5*	1117	2,17 (602)	36,5	50,02
	25	605	1,436	975	1,61 (370)	40	55,81
			0,5	873	1,44 (268)	48,3	64,69
			3,5	1164	1,92 (559)	32,6	46,13
	0	1030	0,775	1215	1,18 (185)	40	55,83
			0,5	1189	1,15 (159)	48,5	64,95
			3,5	1558	1,51 (528)	13,9	32,11

LITERATURA

- [1] Adamek S., Kryteria przyłączania źródeł i magazynów energii do sieci średniego napięcia, *Przegląd Elektrotechniczny*, 2024 Nr. 8, doi:10.15199/48.2024.08.02.
- [2] Elźbieciak T.: Odmowy przyłączeń do sieci pobiły w 2023 roku absolutny rekord. <https://wysokienapiecie.pl/100728-odmowy-przyklaczen-do-sieci-pobily-w-2023-roku-absolutny-rekord/>. [dostęp 16.09.2024].
- [3] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późniejszymi zmianami.
- [4] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. 2023 poz. 819.
- [5] Zakres i Warunki Wykonywania Ekspertyz (ZiWWE) – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.16.05.2024 r.
- [6] Kacejko P., Pijarski P., Przyłączanie Farm Wiatrowych – Rozsądne Ograniczenia Zamiast Przewymiarowanych Inwestycji, *Rynek Energii*, 2009.
- [7] *Electra*, The thermal behaviour of overhead conductors. Sections 1 and 2, No. 144, 1992 z późniejszymi zmianami, <https://www.e-cigre.org/publications/detail/elt-144-3-the-thermal-behaviour-of-overhead-conductors-sections-1-and-2.html>, [dostęp 17.10.2024].
- [8] "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," in IEEE Std 738-2023, [dostęp 17.10.2024].
- [9] Kacejko P., Pijarski P.: Obciążalność cieplna linii napowietrznych – pytania, perspektywy, zagrożenia., *Automatyka Elektroenergetyczna*, nr 3/2007.
- [10] Siwy E., Metody i możliwości zwiększenia zdolności przesyłowych KSE z wykorzystaniem monitoringu linii napowietrznych, *Elektroenergetyka: współczesność i rozwój*, nr. 4/2010, 58-66.
- [11] Siwy E., Żmuda K., Dynamiczna obciążalność termiczna linii przesyłowych w działalności operatorów sieciowych., *Energetyka Zeszyt Tematyczny nr. VIII*, II Konferencja APE, Wisła, 2006.
- [12] P. Pijarski and P. Kacejko, "Elimination of Line Overloads in a Power System Saturated with Renewable Energy Sources," *Energies*, vol. 16, 2023, doi: 10.3390/en16093751.
- [13] Standard Techniczny Projektowania i Budowy Linii Napowietrznych i Kablowych 110 kV – Energa Operator S.A., <https://energa-operator.pl/>, [dostęp 23.09.2024].
- [14] Elektroenergetyczne Linie Napowietrzne i Kablowe 110 kV – Enea Operator S.A., <https://www.operator.enea.pl/>, [dostęp 23.09.2024].
- [15] Standard Techniczny nr. 29/2018 dla warunków budowy elektroenergetycznych linii napowietrznych WN wraz z przewodami i osprzętem na terenie Tauron Dystrybucja S.A., <https://www.tauron-dystrybucja.pl/>, [dostęp 23.09.2024].
- [16] Standardowe Specyfikacje Techniczne – Linie Napowietrzne 400 kV, PSE S.A., <https://www.pse.pl/home>, [dostęp 23.09.2024].
- [17] Dołęga W., Obciążalność termiczna linii elektroenergetycznych 400,220 i 110 kV., *Energetyka* nr. 1/2016.
- [18] Dołęga W.: Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego. *Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej*, Wrocław, 2013.
- [19] Popczyk J. (red.): Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Monografia. *Wydawnictwo Politechniki Śląskiej*, Gliwice 2009.
- [20] Margita F., Bena L., Pijarski P., Calculation of the Ampacity of Overhead Power Lines Under the Conditions of the Electric Power System of the Slovak Republic., *24th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, Kouty nad Desnou, Czech Republic, 2024, doi: 10.1109/EPE61521.2024.10559565.
- [21] Margita F., Bena L., Malska W., Pijarski P., Possibilities of Increasing the Ampacity of Overhead Lines Using High-Temperature Low-Sag Conductors in the Electric Power System of the Slovak Republic, *Applied Sciences*, 2024;. <https://doi.org/10.3390/app14177846>.
- [22] Siwy E., Żmuda K., Dynamiczna obciążalność termiczna napowietrznych linii napowietrznych, *Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej*, 2004.
- [23] Barkas D., Katemliadis S., Tarousinof G., Kalkanis K., Psomopoulos C., Failure causes and operational life of measuring transformers installed in 150 kV and 400 kV transmission network, *Electric Power Systems Research*, 2024.
- [24] Awais M., Basit A., Adnan A., Overload Management in Transmission System Using Particle Swarm Optimization, *The 5th International Conference on Sustainable Energy Information Technology (SEIT 2015)*, 2015.
- [25] Delixi, How to prevent power transformers from being damaged by overload operation? <https://www.cn-delixi.com/news/how-to-prevent-power-transformers-from-being-damaged-by-overload-operation/>, [dostęp 17.10.2024].
- [26] Zdun Z., Księżyk K., Zdun T., Oprogramowanie PLANS.
- [27] Oprogramowanie ZikOS, <https://zikos.pl/>, [dostęp 17.10.2024].
- [28] International Electrotechnical Commission, Loading guide for oil-immersed power transformers, IEC, Genewa, Szwajcaria, 1991, [dostęp 17.10.2024].