



Waldemar DOŁĘGA*

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej

Streszczenie: W artykule przedstawiono problematykę intensyfikacji wykorzystania infrastruktury sieciowej, która stanowi alternatywę dla jej rozbudowy. Konieczność jej realizacji wynika bezpośrednio z krajowych uwarunkowań: formalno-prawnych, środowiskowych, społecznych, technicznych i ekonomicznych związanych z realizacją procesu inwestycyjnego dla inwestycji sieciowych. Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej polega na: odpowiedniej lokalizacji źródeł wytwórczych i odbiorców likwidującej ograniczenia przesyłowe, modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych zwiększających ich zdolności przesyłowe oraz wdrożeniu obciążalności dynamicznej, która pozwala na zwiększenie możliwości obciążeniowych istniejących linii przy uwzględnieniu rzeczywistych warunków atmosferycznych otoczenia przewodów roboczych. Przeanalizowano różnorodne aspekty dotyczące modernizacji napowietrznych linii elektroenergetycznych polegające na realizacji takich działań jak: zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych o małych zwisach, budowa nowej linii lub dodatkowego toru w istniejącym korytarzu w terenie, zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii oraz wykonanie określonych zabiegów modernizacyjnych. Stwierdzono, że zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych stwarza bardzo duże możliwości zwiększenia obciążalności termicznych linii napowietrznych bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii, natomiast zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii umożliwia uwzględnienie zmienności ich obciążalności termicznych i stanowi sposób okresowego zwiększenia obciążalności gałęzi sieci. Obciążenia dynamiczne, w przypadku linii napowietrznych, zależą od lokalnych warunków atmosferycznych, a ich wartości maksymalne mogą przekraczać kilkakrotnie wartości obciążalności statycznych, uwzględniających jedynie zmienność sezonową tych warunków. Monitoring linii napowietrznych stanowi jedną z najbardziej atrakcyjnych możliwości intensyfikacji wykorzystania zdolności przesyłowych istniejącej infrastruktury sieciowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

W artykule przedstawiono charakterystykę procesu intensyfikacji wykorzystania infrastruktury sieciowej i omówiono szeroko rozwiązania, które są lub mogą być stosowane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Mają one zasadniczy wpływ na proces rozwoju infrastruktury sieciowej realizowany przy uwzględnieniu zasady zrównoważonego rozwoju.

Słowa kluczowe: intensyfikacja, infrastruktura sieciowa

* Dr hab. inż., Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wroclawska, Wroclaw, e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

Intensification of network infrastructure utilization

Abstract: In this paper, intensification of network infrastructure utilization is achieved, which is alternative to the expansion of the network infrastructure. The necessity of its implementation results directly from the national conditionings: formal-legal, environmental, social, technical and economical connected with the execution of the investment process for network investments. The intensification of network infrastructure utilization depends on: the proper location of power generation sources and electricity consumers eliminating transmission constraints, modernization of existing power lines and power substations increasing their transmission capacity and the implementation of a dynamic current-carrying capacity which allows for increasing the possibilities of the transmission capacity for existing lines when taking the real atmospheric conditions of the environment of operating conductors into consideration.

Various aspects referred to the modernization of overhead power lines, which rely on such undertakings as: the utilization of high-temperature conductors with small sags, the construction of new line or additional path in the existing corridor in the ground, the utilization of systems for the monitoring of current-carrying capacity of the line and the execution of specified modernized operations are analyzed. It is ascertained that the use of high-temperature conductors creates large possibilities of increasing the thermal capacity of overhead power lines without essential changes in the constructional solutions of old power lines and the use of systems for the monitoring of current-carrying capacity of lines enables their thermal capacity variability to be regarded and it is a way of seasonally increasing the thermal capacity of the network branches. The dynamic current-carrying capacities for overhead power lines depend on the local atmospheric conditions and their maximum values can exceed the values of static current-carrying capacities several times when it takes only the seasonal variability of their conditions into consideration. Monitoring the current-carrying capacity of lines is one of the best attractive possibilities for intensifying transmission capacities utilization for the existing network infrastructure in National Electric Power System (NEPS).

In this paper, the intensification process profile of network infrastructure utilization is performed and solutions which are or can presently be used in NEPS are widely discussed. They have fundamental influence on the network infrastructure expansion process, which takes the principle of sustainable development into account.

Keywords: intensification, network infrastructure

Wprowadzenie

Sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, sieć dystrybucyjną 110 kV oraz sieć dystrybucyjną SN i NN. Jej rozwój jest szczególnie ważny w kontekście starzejącej się i niedoinwestowanej infrastruktury elektroenergetycznej, prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, konieczności poprawy jakości, niezawodności i pewności dostaw energii do odbiorców końcowych oraz inwestycji koniecznych do przyłączenia i wyprowadzenia mocy z nowych jednostek wytwórczych zarówno systemowych, jak i generacji rozproszonej (Maciejewski 2011).

Rozwój infrastruktury sieciowej uzależniony jest od bardzo wielu uwarunkowań krajowych i unijnych. Ich analiza, przeprowadzona m.in. w publikacji (Dołęga 2013b), wskazuje, że rozwój ten powinien być realizowany przy uwzględnieniu zasady zrównoważonego rozwoju, a więc przy zachowaniu równowagi pomiędzy celami: technicznymi, ekonomicznymi, społecznymi i środowiskowymi. Stosowane rozwiązania w obszarze infrastruktury sieciowej powinny spełniać wymagania techniczne, być najefektywniejsze ekonomicznie, najbardziej skuteczne ekologicznie i najbardziej akceptowane społecznie (Dołęga 2013b).

Rozwój infrastruktury sieciowej powinien być dodatkowo ukierunkowany na maksymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej, preferowanie jej modernizacji oraz preferowanie instalowania źródeł generacji rozproszonej kosztem budowy nowych linii elektroenergetycznych. Przy czym, w pierwszej kolejności, powinny być modernizo-

wane linie niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (Maciejewski 2008).

Obecnie intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej ma kluczowe znaczenie szczególnie dla rozwoju infrastruktury sieciowej w obszarze przesyłu składającej się głównie z elektroenergetycznych linii napowietrznych o napięciu 400, 220 i 110 kV. Stanowi bowiem alternatywę dla jej rozbudowy. Dlatego w artykule przedstawiono tę problematykę szerzej.

1. Wybrane aspekty intensyfikacji wykorzystania infrastruktury sieciowej

Konieczność intensyfikacji wykorzystania infrastruktury sieciowej wynika bezpośrednio z przesłanek związanych z realizacją inwestycji sieciowych (Dołęga 2012). Obejmują one uwarunkowania: formalno-prawne, środowiskowe, społeczne, techniczne i ekonomiczne. Pierwsze trzy elementy przedstawiono w publikacjach: (Dołęga 2012, 2013a, 2014). Uwarunkowania techniczne wynikają z faktu, że w świetle polityki unijnej w sytuacji konieczności uwzględnienia kosztów całego łańcucha technologicznego łącznie z kosztami ochrony środowiska, konkurencyjność odnawialnych źródeł rozproszonych wobec źródeł systemowych konwencjonalnych będzie rosła. Ograniczy to zasadniczo przyrost zapotrzebowania na usługi przesyłowe przede wszystkim w sieci przesyłowej.

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej polega na:

- odpowiedniej lokalizacji źródeł wytwórczych i odbiorców likwidującej ograniczenia przesyłowe,
- modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych zwiększających ich zdolności przesyłowe,
- wdrożeniu obciążalności dynamicznej zwiększającej możliwości obciążeniowe istniejących linii elektroenergetycznych przy uwzględnieniu rzeczywistych warunków atmosferycznych otoczenia przewodów roboczych.

W procesie rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w skrócie KSE) ograniczenia przesyłowe mogą być likwidowane przez rozwój sieci przesyłowej lub przez odpowiednią lokalizację wytwórców i odbiorców energii elektrycznej. Rozbudowa układu sieciowego likwiduje ograniczenia przesyłowe poprzez zwiększenie zdolności przesyłowej w relacjach, w których jest ona niewystarczająca. Ograniczenia przesyłowe mogą być zlikwidowane także poprzez zmianę rozpliwów mocy, tzn. poprzez zmniejszenie przesyłów mocy w relacjach, w których zdolności przesyłowe są niewystarczające (Dołęga 2013b). Wymaganą zmianę rozpliwu mocy w procesie rozwoju KSE można uzyskać za pomocą odpowiedniej lokalizacji wytwórców i odbiorców energii elektrycznej w układzie sieciowym. Przy czym lokalizacja wytwórców systemowych jest uzależniona od wielu czynników i praktycznie zdeterminowana, natomiast lokalizacja źródeł rozproszonych nie jest tak silnie uwarunkowana i praktycznie zależna od odpowiednich sygnałów ekonomicznych.

W obszarze modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych kluczowe znaczenie w aspekcie bezpieczeństwa elektroenergetycznego oraz niezawodności pracy sieci ma modernizacja termiczna istniejących linii przesyłowych i 110 kV wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii. Dotyczy to głównie: linii 220 kV, wybranych linii 400 kV i bardzo dużej grupy linii 110 kV. Istniejące ograniczenia przesyłowe

w wybranych gałęziach sieci przesyłowej i 110 kV oraz duża awaryjność niektórych torów prądowych linii wymagają szybkiego podjęcia odpowiednich działań zaradczych (Maciejewski, 2008). Problemy niedostatecznej zdolności przesyłowej sieci ujawniają się szczególnie w okresie zimowym lub letnim i mogą być jedną z istotnych przyczyn rozległych awarii systemowych. Powodują również powstanie tzw. ograniczeń przesyłowych, wymagających interwencji operatora systemu przesyłowego (w skrócie OSP) oraz zwiększających łączne koszty wytwarzania energii elektrycznej i straty sieciowe.

Wdrożenie obciążalności dynamicznej przez operatora systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych umożliwi lepsze wykorzystanie infrastruktury sieciowej i zwiększenie możliwości obciążeniowych istniejących linii 400, 220 i 110 kV bez konieczności ich modyfikacji.

Zagadnienia dotyczące modernizacji infrastruktury sieciowej oraz obciążalności dynamicznej mają obecnie kluczowe znaczenie, dlatego przedstawiono je szerzej w dalszej części artykułu.

Intensywny rozwój infrastruktury sieciowej może niekiedy przyczyniać się do powstania znacznych zagrożeń dla zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz stanowić źródło tzw. kosztów „straconych” (*stranded costs*) (Buchta 2006). Przy czym wynika to w głównej mierze z niewłaściwego i niespójnego rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV oraz braku sygnałów ekonomicznych lokalizacji wytwórców i odbiorców energii elektrycznej w istniejącej sieci elektroenergetycznej.

Błędnie prowadzony rozwój infrastruktury sieciowej skutkuje koniecznością pokrycia kosztów niepotrzebnej infrastruktury sieciowej oraz powstaniem kosztów ograniczeń przesyłowych. Te ostatnie spowodowane są koniecznością zakupu droższej energii elektrycznej w celu zmiany rozpyłu mocy w sieci 400, 220 i 110 kV, aby doprowadzić do spełnienia wymagań technicznych pracy KSE (Buchta 2006). Chodzi tu przede wszystkim o dotrzymanie obciążalności długotrwałych elementów sieciowych oraz napięć w węzłach sieci. Koszty ograniczeń przesyłowych są pokrywane w opłacie przesyłowej oraz poprzez rynek bilansujący.

Niespójny rozwój sieci przesyłowej i 110 kV zwiększa cenę zakupu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Wynika to ze współzależności warunków pracy systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych, a szczególnie sieci przesyłowej i 110 kV. Występuje tutaj wzajemny wpływ decyzji operatorskich na warunki pracy i rozwoju sieci 400 i 220 kV będącej w gestii OSP oraz sieci dystrybucyjnej, przede wszystkim sieci 110 kV, będącej w gestii operatorów systemów dystrybucyjnych (w skrócie OSD).

2. Modernizacja infrastruktury sieciowej

Jednym z podstawowych warunków technicznych dla infrastruktury sieciowej jest wymaganie dotrzymania dopuszczalnej obciążalności termicznej linii elektroenergetycznych, określonej wartością prądu, przy której przewody robocze nagrzewają się do temperatury granicznej roboczej (Dołęga 2013b). Wartość ta jest definiowana dla ściśle ustalonych warunków atmosferycznych i założonej temperatury granicznej przewodów roboczych. Wybór wartości temperatury granicznej roboczej przewodów dla linii o napięciu 400, 220 i 110 kV należy do właściciela sieci elektroenergetycznej. Obecnie

przyjmuje się ją na poziomie minimum 60°C, ale do 1989 roku była to wartość 40°C (Popczyk red. 2009).

W danych warunkach atmosferycznych temperatura graniczna robocza przewodów linii napowietrznych nie może być długotrwale przekroczona, gdyż prowadzi to do zwiększenia zwisów, a w konsekwencji do zmniejszenia odległości pionowej przewodów roboczych od ziemi i od obiektów krzyżowanych poniżej dopuszczalnych, ze względów bezpieczeństwa publicznego wartości określonych w normie (PN-EN 50341-1, 2005).

Zwiększenie obciążalności termicznej może być zrealizowane przez rozbudowę lub modernizację układu sieciowego. Rozbudowa infrastruktury sieciowej wymaga poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych i wiąże się z dużymi problemami: formalno-prawnymi, środowiskowymi i społecznymi. Szybka budowa nowych linii nawet w istniejącym korytarzu w terenie (po zdemontowaniu starej linii) jest praktycznie niemożliwa z uwagi na: kwestie natury formalno-prawnej, olbrzymie trudności z uzyskaniem prawa drogi, powszechny brak zgody właścicieli terenów, protesty organizacji ekologicznych itp. (Dołęga 2013b). Modernizacja natomiast wymaga poniesienia znacznie mniejszych nakładów inwestycyjnych, a skala wspomnianych problemów jest znacznie mniejsza. Dlatego modernizacja termiczna istniejących linii, szczególnie ta wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii stanowi obecnie i będzie stanowiła w przyszłości podstawowy kierunek rozwoju infrastruktury sieciowej (Dołęga 2013b).

Modernizacja napowietrznych linii elektroenergetycznych związana ze zwiększaniem ich przepustowości termicznej polega na realizacji następujących działań:

- zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych o małych zwisach (HTLS),
- budowa nowej linii lub dodatkowego toru w istniejącym korytarzu w terenie,
- zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii,
- wykonanie określonych zabiegów modernizacyjnych.

Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych stwarza bardzo duże możliwości zwiększenia obciążalności termicznych linii napowietrznych bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii (Dołęga 2013b). Umożliwia wykonanie modernizacji linii w stosunkowo krótkim czasie, bowiem przewody te wymagają zwykle minimalnego zakresu prac dostosowawczych w określonych elementach linii. Ponadto zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych umożliwia m.in. uzyskanie dużej elastyczności pracy systemu w warunkach rynku energii elektrycznej, zmniejszenie kosztów ograniczeń przesyłowych, ograniczenie ryzyka wystąpienia dużych awarii systemowych (Popczyk red. 2009).

Budowa nowej linii w istniejącym korytarzu w terenie może nastąpić po zdemontowaniu starej linii. Rozwiązanie takie stanowi najmniejszą ingerencję w środowisko przyrodnicze. Bowiern istniejąca linia jest już wkomponowana w okoliczny krajobraz i stanowi rozwiązanie zdeterminowane istniejącymi czynnikami środowiskowymi. Modernizacja taka może dotyczyć np. przebudowy istniejących linii o napięciu 220 kV na linie o napięciu 400 kV.

Systemy monitoringu obciążalności prądowej linii obejmują urządzenia do pomiaru parametrów podstawowych wraz z odpowiednim dedykowanym oprogramowaniem przeliczającym dane pomiarowe na parametry użyteczne dla OSP i OSD wspomagane dodatkowymi urządzeniami pomiarowymi i telekomunikacyjnymi oraz układami zasilania podstawowego i awaryjnego (Dołęga 2013b).

Zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii umożliwia uwzględnienie zmienności ich obciążalności termicznych i stanowi sposób okresowego zwiększenia

obciążalności gałęzi sieci. Obciążenia dynamiczne w przypadku linii napowietrznych zależą od lokalnych warunków atmosferycznych, a ich wartości maksymalne mogą przekraczać kilkakrotnie wartości obciążalności statycznych, uwzględniających jedynie zmienność sezonową tych warunków (Dołęga 2013b).

Wykonanie określonych zabiegów modernizacyjnych umożliwia znaczne zwiększenie obciążalności linii. Są to stosunkowo proste i nie wymagające dużych nakładów inwestycyjnych zabiegi. Należą do nich m.in.: regulacja naprężeń przewodów, wymiana łańcuchów izolatorów – skrócenie ich długości, zniwelowanie terenu pod linią, skablowanie linii SN i NN na krzyżowanych odcinkach linii 400, 220 i 110 kV, skablowanie linii 110 kV na krzyżowanych odcinkach linii 400 i 220 kV oraz podwyższenie wybranych słupów.

3. Wykorzystanie przewodów wysokotemperaturowych

Radykalne zwiększenie obciążalności istniejących linii napowietrznych 400, 220 i 110 kV jest możliwe przy zastosowaniu tzw. przewodów wysokotemperaturowych o małym zwisie (Popczyk red. 2009). Oplot tych przewodów wykonany jest ze stopów na bazie aluminium, z dodatkiem pierwiastków ziem rzadkich (głównie cyrkonu) lub z aluminium całkowicie wyżarzonego, natomiast rdzeń jest w wykonaniu kompozytowym z mikrowłókien tlenkowych w osnowie aluminiowej lub z włókien szklanych i węglowych osadzonych w żywicy polimerowej. Charakteryzują się one możliwością pracy w temperaturach znacznie wyższych niż tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe typu AFL, przy równoczesnym zachowaniu bezpiecznego zakresu zwisów. Temperatura dopuszczalna pracy przewodów wysokotemperaturowych HTLS (*High Temperature Low Sag*) wynosi ponad 150°C i może osiągać nawet 250°C, podczas gdy temperatura pracy tradycyjnych przewodów nie może przekraczać 80°C.

Podstawowe zalety przewodów HTLS to bardzo duża ciągła obciążalność prądowa oraz możliwość bezpiecznej pracy przy dużych prądach i w przeciążeniu z zachowaniem kryterium zwisów (Dołęga 2013b).

Obecnie na świecie, głównie w krajach Unii Europejskiej, Stanach Zjednoczonych i Japonii, jest użytkowanych kilkadziesiąt tysięcy kilometrów przewodów wysokotemperaturowych. Rozwiązania te stosowane są od początku lat sześćdziesiątych XX wieku (w Europie od lat osiemdziesiątych). W kraju przewody HTLS wykorzystano m.in. w 2008 r. przy modernizacji termicznej linii napowietrznej 220 kV relacji Kozienice–Piaseczno–Mory (wymiana przewodów roboczych w jednym torze linii). Nowy przewód zapewnił obciążalność letnią tego toru linii na poziomie ponad 1600 A, w stosunku do wcześniejszej obciążalności wynoszącej 500 A.

Modernizacja termiczna powinna dotyczyć głównie starych linii (wybudowanych w latach sześćdziesiątych XX wieku i wcześniej) o napięciu 220 kV i 110 kV wyposażonych odpowiednio w przewody robocze AFL-8 402/454 mm² oraz AFL-4 350 mm² i AFL-6 240 mm². Linie te były budowane prawie bez rezerw projektowych zwisu wzdłuż całej trasy, przy przyjęciu temperatury granicznej roboczej przewodów 40°C.

W czasie modernizacji termicznej linii możliwe jest zastosowanie różnych przewodów: stopowych ze stopu AlMgSi (AALS), segmentowych (ACSR), stopowo-stalowych (AACSR), przewodów ze stopu aluminium z cyrkonem TAL (*Thermal Resistant Aluminium Alloy*), KTAL (*High-Strength Thermal Resistant Aluminium Alloy*), ZTAL (*Ultra Thermal*

Resistant Aluminium Alloy) i XTAL (*Extra Thermal Resistant Aluminium Alloy*) odpowiednio o temperaturze pracy do: 150, 210 i 230°C oraz przewodów z aluminium całkowicie wyżarzzonego 1350-O (ACCC, ACSS). Wśród nich w zależności od połączenia różnych materiałów opłotu i rdzenia znajdują się rozwiązania:

- AALS (*Aluminium Alloy Line Stranded*) o temperaturze roboczej 110°C (produkowane w kraju, zastosowane w linii Kapanina–Liskovec i Rogowiec–Janów),
- ACCR (*Aluminium Conductor Composite Reinforced*) o temperaturze roboczej 210°C,
- ZTACIR (*Zirconium high-Temperature aluminium Alloy Conductor Invar Reinforced*) o temperaturze roboczej 250°C,
- G(Z)TACSR (*Gapped high-Temperature aluminium Alloy Conductor extra high strength Steel Reinforced*) o temperaturze roboczej 150°C,
- ACCC (*Aluminium Conductor Composite Core*) o temperaturze roboczej 200°C,
- ACSS lub ACSS/TW (*Aluminium Conductor Steel Supported/ Trapezoidal Shape*) o temperaturze roboczej 250°C.

W tabeli 1 przedstawiono przykładowe rozwiązania przewodów wysokotemperaturowych przy modernizacji termicznej wspomnianych starych linii 220 kV, które umożliwiają kilkukrotne zwiększenie obciążalności prądowej modernizowanych linii. Wspomniane linie 220 kV posiadają niekiedy letnią obciążalność prądową na poziomie zaledwie około 350 A

TABELA 1. Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych przy modernizacji termicznej linii 220 kV z przewodami roboczymi AFL-8 402/454 mm² oraz AFL-8 402/454 mm² (Dołęga 2013b)

TABLE 1. Utilization of high-temperature conductors for the thermal modernization of 220 kV power lines with AFL-8 402/454 mm² and AFL-8 402/454 mm² operating conductors (Dołęga 2013b)

Parametry linii/przewodu	GTACSR-459	ACCC/TW Stockholm	CSS Kondor UMS	ACCR 800-T13	XTACIR/TW 400
Liczba drutów × średnica drutów [mm]	7 × 2,95/ segment + + druty	1 × 8,76/ /36 segment	7 × 3,08/ /54 × 3,08	7 × 3,1/ /54 × 3,1	7 × 4,3/ /24 segment
Średnica zewnętrzna [mm]	27,67	26,39	27,74	27,8	26,60
Ciężar jednostkowy [N/m]	14,88	13,36	14,94	12,82	17,42
Przekrój obliczeniowy całkowity [mm ²]	459,11	523,4	454,77	458,00	483,2
Temperatura przewodu przy prądzie 1000A [°C]	91	85	90	89	92
Temperatura przewodu przy prądzie 1200A [°C]	114	104	115	110	115
Graniczna temperatura pracy ciągłej [°C]	150	180	200	210	230
Graniczna obciążalność prądowa [A]	1 460	1 751	1 747	1 839	1 882

w sytuacji, gdy wzdłuż trasy linii nie istnieją żadne rezerwy projektowe zwisu. Proponowane rozwiązania pozwalają uzyskać graniczną obciążalność letnią od 1460 do 1882 A. Proponowane przewody przy wymaganej minimalnej obciążalności letniej 1200 A osiągają temperaturę w przedziale od 104 do 115°C. Dzięki czemu posiadają znaczny zapas przeciążalności prądowej, bowiem graniczna temperatura pracy ciągłej wynosi od 150 do 230°C.

Problem zwiększenia obciążalności prądowej linii napowietrznych dotyczy, obok linii przesyłowych 220 kV, również linii dystrybucyjnych 110 kV. Występują tutaj podobne uwarunkowania i ograniczenia jak w przypadku sieci przesyłowych. Problemy niedostatecznej zdolności przesyłowej sieci 110 kV ujawniają się szczególnie w okresie letnim i ograniczają często możliwości przyłączania zarówno nowych odbiorców, jak i źródeł wytwórczych (np. farm wiatrowych).

Modernizacja termiczna szczególnie powinna dotyczyć linii 110 kV, tzw. specjalnej troski (Dołęga 2013b). Linie te wymagają zwiększonej uwagi ze względu na szczególną rolę, którą pełnią lub mogą pełnić w sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego. Do takich linii należą np. linie wchodzące w skład najkrótszych ciągów, łączących stacje systemowe 220/110kV lub 400/110kV. Po drodze z tych ciągów mogą być zasilane stacje GPZ 110/SN. Takie linie mogą przenosić znaczne obciążenia, a nawet ulegać przeciążeniom, w razie awaryjnych przerw powiązań na poziomie 400 i 220 kV pomiędzy stacjami systemowymi.

W tabeli 2 przedstawiono przykładowe rozwiązania przewodów wysokotemperaturowych przy modernizacji termicznej linii 110 kV z popularnymi przewodami roboczymi AFL-6 240 mm², które umożliwiają kilkukrotne zwiększenie obciążalności prądowej tej

TABELA 2. Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych przy modernizacji termicznej linii 110 kV z przewodami roboczymi AFL- 6 240 mm² (Dołęga 2013b)

TABLE 2. Utilization of high-temperature conductors for the thermal modernization of 110 kV power lines with AFL- 6 240 mm² operating conductors (Dołęga 2013b)

Parametry linii/przewodu	Przewód AFL-6 240	Przewody wysokotemperaturowe			
		AAAC240	AACSR 185/30	ACCR 397-T16	ACSS Hawk
Temperatura graniczna [°C]	52	72	91	104	91
Zwis przewodu [m]	8,39	8,39	8,39	8,39	8,39
Znamionowa obciążalność prądowa [A]	325	535	630	729	745
Masa jednostkowa [kg/m]	0,971	0,670	0,744	0,669	0,976
Przekrój obliczeniowy [mm ²]	276,2	242,5	213,6	234,0	280,9
Zastosowane napięcie codzienne [%]	18,7	15,7	15,9	18,3	22,3
Graniczna temperatura pracy [°C]	80	110	110	210	200
Graniczny prąd ciągły [A]	630	790	735	1143	1278

linii. Wspomniana linia 110 kV posiada obciążalność prądową na poziomie 325 A. Proponowane rozwiązania pozwalają uzyskać graniczną obciążalność od co najmniej 630 A do 1278 A. Proponowane przewody osiągają temperaturę pracy w przedziale od 72 do 104°C. Dzięki czemu posiadają znaczny zapas przeciążalności prądowej, bowiem graniczna temperatura pracy ciągłej wynosi od 110 do 210°C.

4. Obciążalność dynamiczna linii elektroenergetycznych

Zmienne czynniki zewnętrzne takie jak: prędkość i kierunek wiatru, temperatura powietrza oraz nasłonecznienie mają – oprócz prądu obciążenia – istotny wpływ na temperaturę przewodu i jego zwis.

Obciążalność statyczna linii napowietrznych określana jest zwykle dla bardzo rzadko występujących najbardziej niekorzystnych warunków pracy linii, tzn. przy przyjęciu minimalnej prędkości wiatru oraz maksymalnego nasłonecznienia i temperatury otoczenia (Popczyk red. 2009). W efekcie dopuszczalna obciążalność linii, szczególnie w okresie letnim, jest znacząco niższa od dopuszczalnej obciążalności samych przewodów roboczych.

Ze względu na zmienność warunków atmosferycznych obciążalność linii jest wielkością dynamiczną i zmienia się w szerokich granicach.

Zwiększenie możliwości przesyłowych linii jest możliwe przy zastosowaniu tzw. obciążalności dynamicznej, określanej na podstawie aktualnego obciążenia linii oraz bieżących warunków atmosferycznych. Wymaga to stosowania systemów monitoringu obciążalności prądowej linii wykorzystujących różnorodne metody pomiarowe.

Metody pomiarowe do wyznaczania obciążalności prądowej linii obejmują następujące grupy: pomiar warunków atmosferycznych na trasie linii, pomiar temperatury przewodu, pomiar naciągu przewodu, pomiar zwisu przewodu oraz inne metody pomiaru. Ponadto metody pomiarowe mogą być dodatkowo podzielone na bezpośrednie i pośrednie z uwagi na sposób pomiaru temperatury przewodów roboczych linii.

Pomiar warunków atmosferycznych na trasie linii obejmuje pomiary: temperatury otoczenia, nasłonecznienia, prędkości i kierunku wiatru, na podstawie których wyznacza się obciążalność prądową linii.

Pomiar temperatury przewodu obejmuje: pomiar za pomocą czujnika zamontowanego na przewodzie, zdalny pomiar za pomocą promieniowania podczerwonego lub pomiar przy pomocy włókien światłowodowych zamontowanych w środku przewodu. Jest to najczęściej wykorzystywana technika pomiaru realizowana w formie bezpośredniej.

Pomiar naciągu przewodu obejmuje pomiar tensometryczny przy pomocy czujników zainstalowanych pomiędzy konstrukcją wsporczą słupa a izolatorami odciągowymi. Najczęściej jest realizowany za pomocą dynamometrów. Temperatura przewodu jest określana w sposób pośredni w zależności od siły naciągu przewodu i z uwzględnieniem parametrów meteorologicznych (prędkości i kierunku wiatru, temperatury otoczenia i poziomu nasłonecznienia). Ta metoda umożliwi lokalny pomiar temperatury przewodów i jest stosunkowo prosta w zastosowaniu, daje dobre efekty przy monitorowaniu temperatury przewodu.

Pomiar zwisu przewodu obejmuje: pomiar radarowy, pomiar laserowy, pomiar ultradźwiękowy, pomiar GPS, pomiar kąta nachylenia przewodu w danym punkcie, pomiar przy wykorzystaniu efektu tłumienia sygnałów wysokiej częstotliwości (50–500 kHz) transmito-

wanych przewodami roboczymi. Pomiar polega na określaniu średnich zmian w wysokości zwisu w czasie rzeczywistym przez powiązanie wysokości zwisu ze zmierzonymi zmianami amplitudy sygnałów wysokiej częstotliwości przesyłanych liniami przesyłowymi (technologia PLC-SAG – *Power Line Carrier Sag*) (Dołęga 2013b).

Inne metody pomiaru obejmują: pomiar fal akustycznych wysokiej częstotliwości, pomiar częstotliwości drgań własnych napiętego przewodu linii przesyłowej lub pomiar zmiany rezystancji przewodów linii przy wykorzystaniu technologii pomiarów synchronicznych napięć i prądów (Dołęga 2013b).

Pomiar wybranych parametrów napowietrznych linii 400, 220 i 110 kV w czasie rzeczywistym, wspomagany pomiarami wybranych parametrów meteorologicznych i ich prognozami, umożliwia śledzenie dynamicznej obciążalności linii. Pozwala to m.in. na właściwe prowadzenie zarówno ruchu sieciowego, jak i czynności eksploatacyjnych. Ponadto umożliwia racjonalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej (m.in. na likwidację pozornych ograniczeń przesyłowych) i zwiększenie zdolności do szybszego reagowania na dynamiczne zmiany rozplływów mocy (np. nagłe zmiany w wielkości mocy generowanych w farmach wiatrowych, przepływy kołowe, występujące na połączeniach transgranicznych z Niemcami itd.).

Rozwiązania te są znacznie mniej kosztowne od przedstawionych wcześniej działań umożliwiających zwiększenie obciążalności termicznej linii. Ponadto nie wymagają modyfikacji linii, a zakres wymaganych zmian jest ograniczony. Montaż samych urządzeń w wielu przypadkach odbywa się przy wykorzystaniu technik prac pod napięciem (praca na potencjale lub z odległości).

Monitoring linii napowietrznych stanowi obecnie jedną z najbardziej atrakcyjnych możliwości intensyfikacji wykorzystania zdolności przesyłowych istniejącej infrastruktury sieciowej w KSE. Stosowane na świecie i możliwe do zastosowania w kraju różnorodne technologie monitorowania sieci, które m.in. szczegółowo opisano w publikacji (Dołęga 2013b) wraz z podaniem zagranicznych źródeł literaturowych, często nie wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych i tworzenia rozbudowanej infrastruktury. Pozwalają natomiast na wdrożenie dynamicznej obciążalności termicznej linii napowietrznych przez operatorów systemów. Umożliwia to zwiększenie ich przepustowości i pełne wykorzystanie ich zdolności przesyłowych, przy jednoczesnym wyeliminowaniu niebezpieczeństwa przekroczenia dopuszczalnej temperatury, a więc także dopuszczalnego zwisu przewodu. Ponadto pozwala przewidywać zagrożenia związane z potencjalnymi nagłymi zmianami przepływów mocy, co jest szczególnie ważne dla linii mocno obciążonych oraz dla obszarów o rosnącym potencjale wiatrowych źródeł wytwórczych (Dołęga 2013b).

Uzyskiwane przez operatorów systemów na całym świecie poziomy zwiększenia przepustowości napowietrznych linii przesyłowych, wynikające z użycia systemów monitoringu obciążalności prądowej, bazujących na różnych metodach, sięgają od kilku do około 30% (Korab 2011). Niestety w kraju, z uwagi na duże koszty aparatury pomiarowej, wprowadzenie w najbliższej przyszłości stałego powszechnego monitoringu warunków atmosferycznych wzdłuż wszystkich linii 400, 220 i 110 kV w KSE nie jest w tej chwili rozważane. Potencjalne koszty takiego rozwiązania mogą ulec znacznemu zmniejszeniu w przypadku stosowania przewodów z wiązką światłowodową, wykorzystywaną do pomiaru temperatury przewodów (Dołęga 2013b).

Wnioski

Konieczność intensyfikacji wykorzystania infrastruktury sieciowej wynika bezpośrednio z krajowych uwarunkowań: formalno-prawnych, środowiskowych, społecznych, technicznych i ekonomicznych związanych z realizacją procesu inwestycyjnego dla inwestycji sieciowych.

Intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej polega na: odpowiedniej lokalizacji źródeł wytwórczych i odbiorców likwidującej ograniczenia przesyłowe, modernizacji istniejących linii i stacji elektroenergetycznych zwiększających ich zdolności przesyłowe oraz wdrożeniu obciążalności dynamicznej, która pozwala na zwiększenie możliwości obciążeniowych istniejących linii przy uwzględnieniu rzeczywistych warunków atmosferycznych otoczenia przewodów roboczych.

Modernizacja napowietrznych linii elektroenergetycznych związana ze zwiększaniem ich zdolności przesyłowych polega na realizacji następujących działań: zastosowaniu przewodów wysokotemperaturowych o małych zwisach, budowie nowej linii lub dodatkowego toru w istniejącym korytarzu w terenie, zastosowaniu systemów monitoringu obciążalności prądowej linii oraz wykonaniu określonych zabiegów modernizacyjnych.

Zastosowanie przewodów wysokotemperaturowych stwarza bardzo duże możliwości zwiększenia obciążalności termicznych linii napowietrznych bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii, bowiem przewody te charakteryzują się możliwością pracy w temperaturach znacznie wyższych niż tradycyjne przewody typu AFL przy równoczesnym zachowaniu bezpiecznego zakresu zwisów.

Zastosowanie systemów monitoringu obciążalności prądowej linii umożliwia uwzględnienie zmienności ich obciążalności termicznych i stanowi sposób okresowego zwiększenia obciążalności gałęzi sieci. Obciążenia dynamiczne linii napowietrznych zależą od lokalnych warunków atmosferycznych, a ich wartości maksymalne mogą przekraczać kilkakrotnie wartości obciążalności statycznych, uwzględniających jedynie zmienność sezonową tych warunków.

Monitoring linii napowietrznych stanowi jedną z najbardziej atrakcyjnych możliwości intensyfikacji wykorzystania zdolności przesyłowych istniejącej infrastruktury sieciowej w KSE. Zastosowanie monitoringu obciążalności prądowej pozwala na właściwe planowanie modernizacji i rozbudowy sieci. Umożliwia często odroczenie przebudowy istniejących lub budowy nowych linii.

Literatura

- Buchta, F. 2006. Optymalizacja strategii rozwoju sieci przesyłowej w warunkach rynkowych z uwzględnieniem ryzyka. Monografia. *Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Elektryka* nr 1712, Gliwice.
- Dołęga, W. 2012. Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w obecnych uwarunkowaniach administracyjno-prawnych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 3, s. 51–64.
- Dołęga, W. 2013a. Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie ochrony środowiska. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 3, s. 59–71.
- Dołęga, W. 2013b. *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław.
- Dołęga, W. 2014. Planowanie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie społecznym. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 2, s. 123–136.

- Korab, R. 2011. Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice.
- Maciejewski, Z. 2008 – Sieci przesyłowe jako element bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 11, z. 1, s. 285–298.
- Maciejewski, Z. 2011. Stan krajowego systemu elektroenergetycznego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 14, z. 2, s. 244–259.
- PN-EN 50341-1, 2005. *Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV. Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.*
- Popczyk, J. red. 2009. *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski.* Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice.