

Grzegorz DĄBROWSKI¹

Zygmunt SOROKA²

Krzysztof WOLIŃSKI³

PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok (1,2,3)

Monitoring pracy linii 110 kV na przykładzie PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok

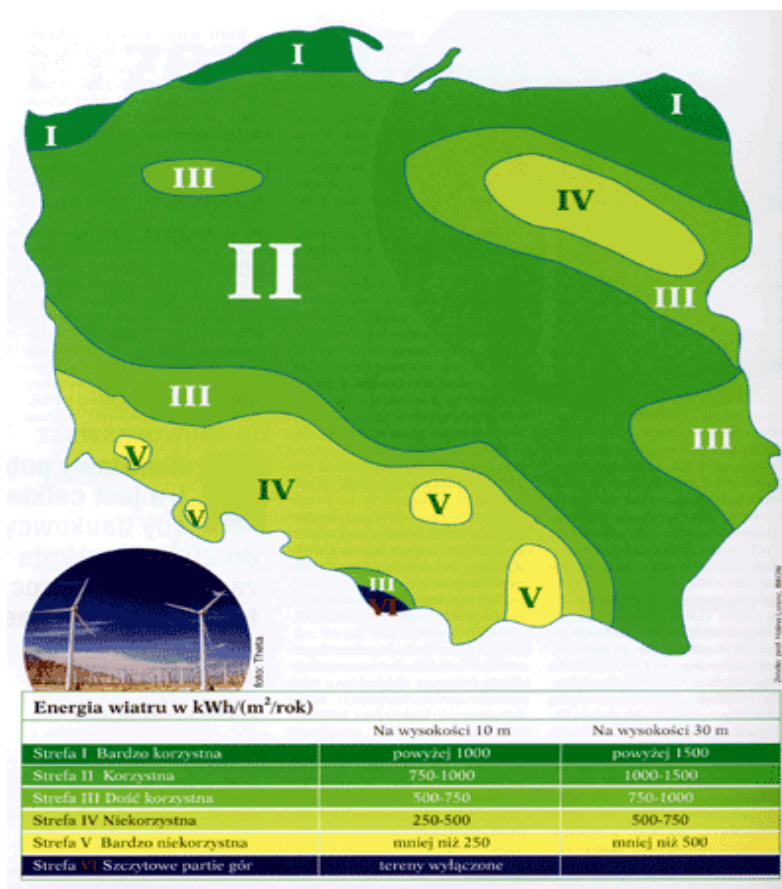
Streszczenie: przedstawiono rozwiązanie układu kontroli obciążenia dynamicznego zainstalowanego w wybranych przęsłach liniach 110 kV, które współpracują bezpośrednio z parkami wiatrowymi na terenie PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok. Zaprezentowano współpracę monitoringu linii 110 kV z systemem dyspozytorskim.

Słowa kluczowe: źródła energii odnawialnej, elektrownie wiatrowe, energia wiatru, monitoring linii elektroenergetycznych

Wstęp

Szybki rozwój źródeł energii odnawialnej w kraju spowodował zmianę w podejściu do bezpiecznego i pełnego wykorzystania zdolności przesyłowych linii elektroenergetycznych. Terenowa infrastruktura sieci przesyłowej i dystrybucyjnej nie zawsze jest zdolna do przesyłu mocy wytworzonych w nowych źródłach, które powstają na terenach, gdzie są odpowiednie warunki np. wietrzne (rys.1). Polska, realizując dyrektywę Unii Europejskiej, zobowiązała się do roku 2020 wytwarzać 15 % energii elektrycznej w źródłach odnawialnych [1].

W Polsce zainstalowanych jest ponad 1800 MW mocy w elektrowniach wiatrowych. W 2011 roku przybyło 890 MW w tych elektrowniach [10]. Na terenie PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia przyłączonych jest 16 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 18 MW. Do sieci 110 kV przyłączone są obecnie 4 parki wiatrowe o mocach: Park Wiatrowy Suwałki (Potasznia) – 41,4 MW, Piecki – 32 MW, Wronki – 48 MW, Taciewo – 30 MW. Jak z tego wynika, w tym regionie moc zainstalowana w energetyce wiatrowej wynosi 169,4 MW [3, 4].



Rys. 1. – Energia wiatru na terenie Polski w kWh (m²/rok) [2]

W PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok sumaryczna moc przyłączeniowa dla sieci 110 kV obliczona na podstawie wydanych warunków przyłączenia elektrowni wiatrowych wynosi 311, 5 MW. Wykonane ekspertyzy dotyczą mocy 35,2 MW. W sieci średniego napięcia warunki przyłączeniowe wydano dla 37 elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 85 MW.

Głównym obszarem zainteresowania inwestorów farm wiatrowych jest północna część województwa podlaskiego i warmińsko-mazurskiego. Zapotrzebowanie na moc szczytową obszaru szacowane jest na 170 MW [4].

W trakcie tworzenia artykułu na terenie Oddziału Białystok pracują cztery parki wiatrowe przyłączone do ciągu liniowego 110 kV Hańcza – Filipów - Węgorzewo – Giżycko. Przekrój przewodów roboczych na tym ciągu wynosi 240 mm². Pobór mocy przez odbiorców na tym obszarze wynosi w szczycie rannym około 30 MW. Stacja Hańcza połączona jest z systemem elektroenergetycznym ciągiem liniowym 110 kV: Hańcza – Suwałki – Augustów (przekrój przewodów roboczych 240 i 120 mm²) i Hańcza – Olecko – Ełk 1 (przekrój przewodów roboczych 240 i 120 mm²).

W roku 2011 farmy wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV osiągnęły maksymalną moc 143,37 MW w dniu 2011.12.16 o godzinie 21⁴⁵.

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii

Znajomość temperatury przewodów, która jest funkcją aktualnego obciążenia oraz warunków pogodowych panujących w miejscu zainstalowania linii, pozwala na bezpieczne przeciążanie linii. Bezpieczne przeciążanie linii nie powoduje zmniejszania normatywnych odległości przewodów od obiektów pod linią. Uwzględnienie w prowadzeniu ruchu sieci rozdzielczej i przesyłowej dynamicznej obciążalności linii (DOL) prowadzi do bezpiecznego i pełnego wykorzystania zdolności przesyłowych linii. Stwarza to możliwość bezpiecznego przepływu prądu większego niż wartość statyczna wynikająca z obliczeń projektowych bazujących na normatywnych warunkach pogodowych przyjętych dla okresu zima – lato i na projektowanej temperaturze przewodów np. 40, 60 lub 80 °C.

Wyznaczanie DOL może odbywać się przy uwzględnieniu pomierzonych warunków pogodowych lub pomiaru stanu przewodów. Wyznaczając DOL na podstawie warunków pogodowych niezbędna jest znajomość temperatury zewnętrznej, prędkości i kierunku wiatru oraz nasłonecznienia. Wyznaczając DOL na podstawie pomiaru stanu przewodnika należy dokonać pomiaru przynajmniej jednego z następujących parametrów: temperatury, zwisu przewodu, naprężenia lub drgań własnych. W praktycznych zastosowaniach (DOL wykorzystywana jest do krótkoterminowych prognoz rozplywu mocy w sieci i analizy spodziewanych przeciążeń linii) konieczne jest zastosowanie modelu cieplnego linii, który umożliwi wyznaczenie dynamicznej obciążalności linii w spodziewanych warunkach pogodowych [5, 6, 9].

Zastosowanie modelu cieplnego linii elektroenergetycznej 110 kV w systemie DOL wiąże się z potrzebą wyznaczenia parametrów cieplnych tych linii w zakresie : współczynnika absorpcji cieplnej, współczynnika emisji cieplnej. W praktyce przyjmuje się jeden z dwóch modeli cieplnych: model zgodny ze standardem IEEE nr 738 z 2006 roku lub zgodny z zaleceniami CIGRE dla obliczeń temperatury przewodu w stanie ustalonym [5].

W przyjętym rozwiązaniu technicznym w zastosowanym modelu obliczeniowym wykorzystano wcześniej zweryfikowaną na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych zależność przyrostu temperatury rdzenia od przekroju przewodu dla różnych wartości ciepła grzania przewodu, które to ciepło zależy przede wszystkim od płynącego prądu. W modelu obliczeniowym dla linii 110 kV wykorzystywanym do wyznaczenia dynamicznego obciążenia pomija się stany przejściowe. W warunkach rzeczywistych stany przejściowe spowodowane są skokową zmianą wielkości płynącego prądu w linii. Proces ten charakteryzuje cieplna stała czasowa przewodów. Z danych opublikowanych w [5] wynika, że dla przewodów AFL – 6 o przekroju 120 mm², 185 mm² i 240 mm² wartość stałej czasowej można przyjąć na poziomie 13, 15 i 18 minut. Do tych też wartości można dopasować częstość odczytów danych pogodowych, które są wykorzystywane w procesie określania dynamicznej obciążalności linii.

Założenia techniczne do wprowadzenia monitoringu linii 110 kV

W celu realizacji systemu monitoringu linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok zorganizował postępowanie przetargowe na jego wykonanie. Przedmiotem zamówienia było:

- opracowanie aktualnych profili podłużnych tras linii 110 kV opartych na rzeczywistych pomiarach w terenie i w przeliczeniu na temperaturę pracy linii;

- określenie współrzędnych geograficznych słupów linii 110 kV;
- określenie odległości najniższej zawieszoności przewodu roboczego od powierzchni ziemi, dróg, budynków lub skrzyżowań z liniami elektroenergetycznymi,
- wskazanie punktów (powodujących największe zagrożenie w przekroczeniu dopuszczalnego zwisu) na wybranych liniach 110 kV,
- zainstalowanie trzech stacji pogodowych na wybranych liniach 110 kV;
- sprawdzenie zasięgu GPRS w oparciu o operatora telefonii komórkowej PLUS;
- punkt pomiarowy i stacja pogodowa powinny mieć możliwość przenoszenia.

Wymagania dotyczące czujnika pomiarowego określono w następujący sposób:

- temperatura pracy: -40°C do $+60^{\circ}\text{C}$,
- zakres pomiaru temperatury: -40°C do $+150^{\circ}\text{C}$,
- liczba punktów pomiaru temperatury – 2,
- montaż na przewodach o przekroju: od 120 mm^2 do 240 mm^2 ,
- rozdzielczość pomiaru temperatury: $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$,
- max prąd o czasie trwania $< 1\text{ min}$: 1200 A,
- max prąd o czasie trwania $< 10\text{ s}$: 3000 A,
- zakres pomiaru prądu: od 100 A do 735 A.

Wymagania związane z oprogramowaniem systemu pomiarowego określono w następujący sposób:

- konieczność odczytu parametrów z systemu pomiarowego za pomocą strony WWW (chronionej hasłem dla dowolnej liczby użytkowników) w sieci intranetowej Spółki,
- konieczność odczytu: temperatury przewodu, wartość prądu płynącego w przewodzie roboczym, temperatury zewnętrznej (ze stacji pogodowej), pomiar prędkości i kierunku wiatru;
- ostrzeganie przed wystąpieniem zjawiska sadzi;
- przedstawianie zbieranych danych w postaci wykresów;
- podawanie odległości przewodu roboczego od ziemi;
- możliwość konfiguracji w zakresie zmian lokalizacji punktów pomiarowych i stacji pogodowych;
- prezentacja w systemie dyspozytorskim SCADA – PRINS: wartości prądu płynącego w przewodzie, temperatura przewodu i zewnętrzna, prędkość wiatru, odległość przewodu roboczego od ziemi;
- uruchomienie i konfiguracja kanałów komunikacyjnych w systemie BTC PRINS w protokole IEC 60870-5-104;
- system zbierający i przetwarzający dane powinien umożliwiać: szczytywanie danych z punktów pomiarowych w czasie do 1 min., archiwizację danych za okres min 10 lat z profilem dobowo-godzinowym.

Realizacja zadania

W wybranych przęsłach linii 110 kV zostały zainstalowane czujniki przepływu prądu i temperatury, stacje pogodowe, które przesyłają do serwera systemu DOL – w centrum dyspozytorskim aktualne dane pogodowe: prędkość i kierunek wiatru, nasłonecznienie oraz temperaturę na wysokości montażu przewodów roboczych. Jednocześnie dokonywane są na bieżąco pomiary temperatury przewodów i prądu w przewodzie fazowym linii. Serwer systemu DOL posiada parametry techniczne linii oraz jej aktualne obciążenie (moc czynną i bierną) z systemu dyspozytorskiego. Na

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

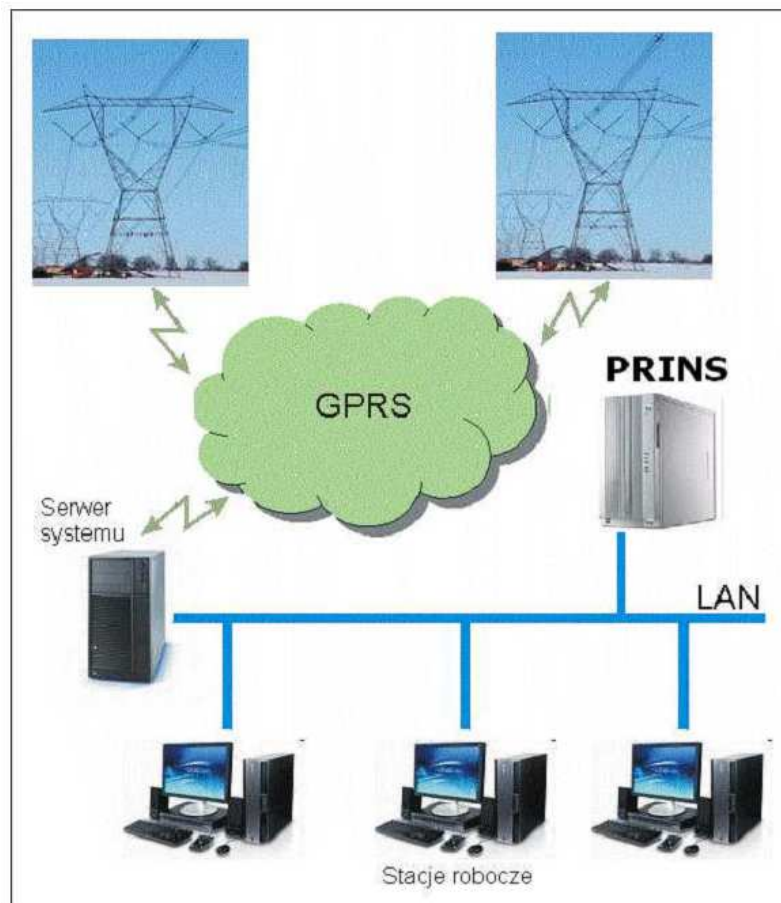
podstawie dostarczonych danych obliczana jest odległość przewodów roboczych linii od ziemi, a także dopuszczalne obciążenie linii w danych warunkach pogodowych – *obciążalność dynamiczna*. Wyniki tych obliczeń są na bieżąco przekazywane do systemu dyspozytorskiego odpowiedzialnego za prowadzenie ruchu sieci 110 kV.

System DOL składa się z następujących elementów (rys.2.):

- punktów pomiarowych zamontowanych na wybranych słupach linii 110 kV,
- serwera systemu zainstalowanego w serwerowni PGE Dystrybucja S.A. Oddziału Białystok,
- stacji roboczych, komputerów biurowych osób posiadających uprawnienia obsługi systemu DOL.

Każdy punkt pomiarowy zainstalowany na słupie współpracuje z wybraną stacją pogodową, miernikiem temperatury i prądu oraz modułem komunikacyjnym (rys.3.). Stelaż ze stacją pogodową (**C**) zamontowany jest od strony południowej słupa kratowego pionowo w stosunku do ziemi. Czujnik nasłonecznienia umieszczony jest poziomo w stosunku do ziemi. Stacja pogodowa zamontowana jest 3,5 m poniżej przewodów roboczych linii 110 kV. Panel słoneczny (**A**), turbina wiatrowa (**F**) i szafka zasilania (**B**) zamontowane są na konstrukcji słupa na wysokości powyżej 3 m od jego podstawy. Miernik temperatury i prądu (**D**) zamontowany jest na przewodzie fazowym linii 110 kV w odległości około 1 m od izolatora. Instalacja elektryczna urządzeń zainstalowanych na słupie linii 110 kV zasilana jest napięciem 12 V z akumulatora o pojemności 100Ah. Łączność z miernikiem temperatury i prądu odbywa się poprzez radiomodem, który wykorzystuje częstotliwość 868 MHz [8].

Moduł komunikacyjny umożliwia przesyłanie danych do serwera za pośrednictwem GPRS-u. Serwer systemu pełni rolę centralnego punktu akwizycji danych ze wszystkich punktów pomiarowych oraz stanowi platformę bazodanową do gromadzenia, archiwizacji i udostępniania zgromadzonych danych do stacji roboczych poprzez sieć LAN. Stacje robocze służą do uruchamiania aplikacji użytkowych systemu pozwalających na wizualizację zarejestrowanych danych oraz na tworzenie raportów i analiz systemu DOL [7].



Rys. 2. Architektura systemu DOL [7]

Oprogramowanie akwizycyjne przeznaczone do pozyskiwania danych ze wszystkich punktów pomiarowych w zakresie niezbędnym do wyliczenia obciążenia dynamicznego wybranych linii. Oprogramowanie pracuje w trybie automatycznym. Wszystkie odczytane dane są gromadzone w bazie danych, skąd mogą być pobierane przez oprogramowanie użytkowe systemu DOL. Oprogramowanie to realizuje także funkcję wymiany danych z systemem PRINS za pomocą protokołu komunikacyjnego IEC 60870 – 5 – 104.

W ramach oprogramowania użytkowego systemu DOL dostępne są dwie aplikacje:

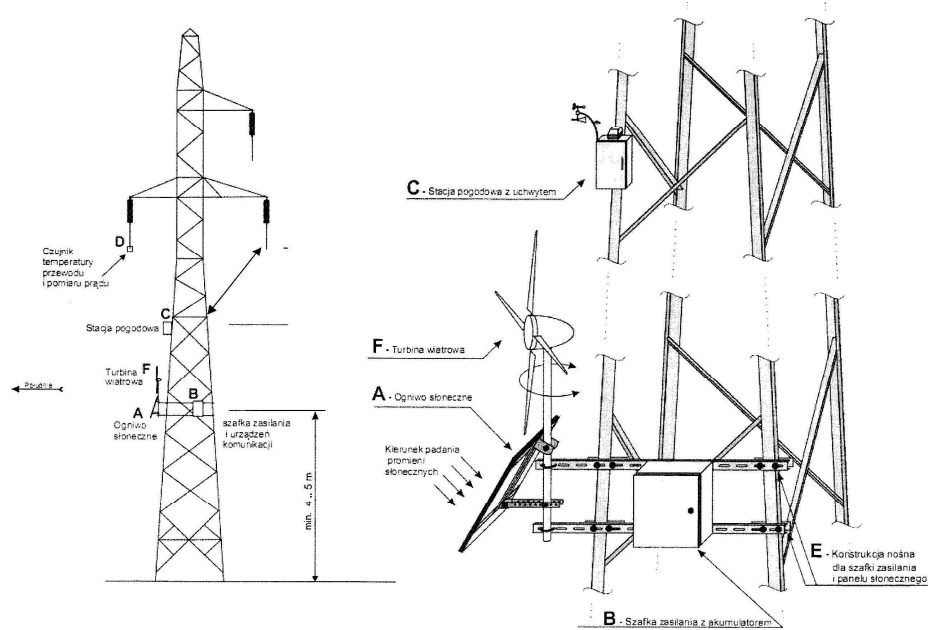
- mapa synoptyczna,
- moduł raportowania i analiz.

Mapa synoptyczna pozwala na prezentację danych w trybie on-line oraz na generowanie raportów historycznych, które umożliwiają analizę zarejestrowanych danych i badanie współzależności między nimi.

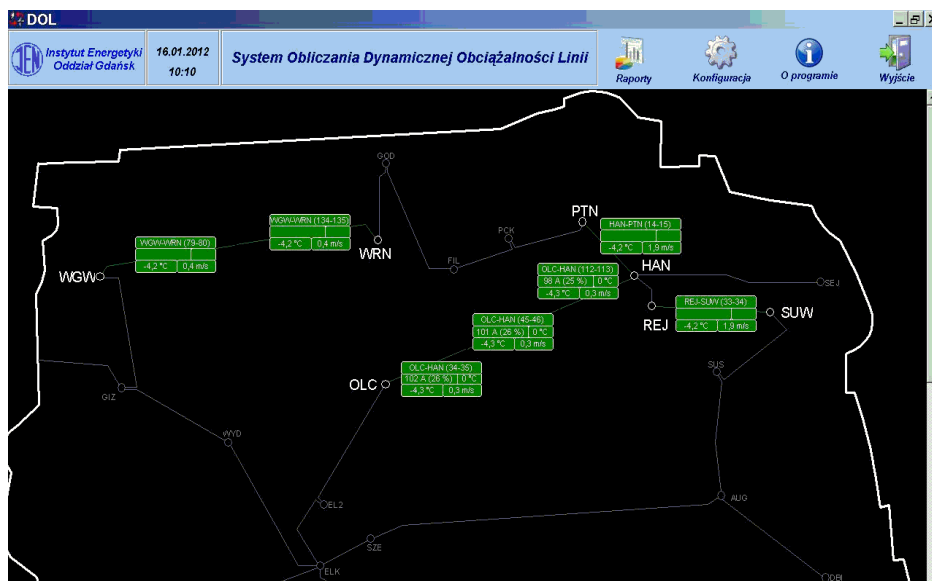
Podstawowym oknem wizualizacji danych jest mapa synoptyczna zawierająca schemat sieci 110 kV z naniesionymi czujnikami (rys.4). Obraz mapy jest dynamicznie skalowany przy pomocy „myszki”. Początkowo na mapie na liniach nadzorowanych przez DOL widoczne są wyświetlacze zawierające informacje o procentowym

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

wykorzystaniu możliwości przesyłowych danej linii. Jest to wartość procentowa odnosząca bieżący prąd linii do prądu maksymalnego obliczonego z uwzględnieniem aktualnej sytuacji pogodowej i parametrów danej linii. Szczegółowy opis pól wyświetlacza przedstawia rys. 5.

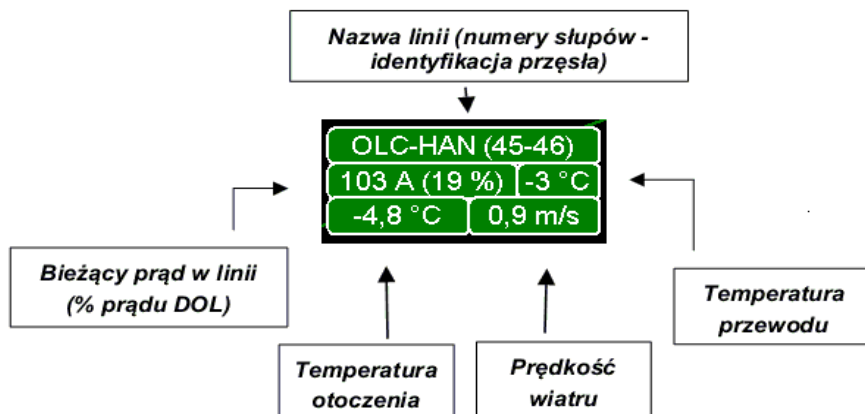


Rys.3. Montaż elementów systemu DOL na słupie kratowym linii 110 kV [8]



Rys. 4. Mapa synoptyczna sieci 110 kV z zaznaczonymi czujnikami pomiarowymi

Wielkości prezentowane na wyświetlaczu są aktualizowane zgodnie z cyklem odczytu danych przez program akwizycji danych. Kliknięcie „myszką” na dowolny wyświetlacz powoduje otwarcie okna zawierającego raport z wybranego punktu pomiarowego (rys.6.).



Rys.5. Szczegółowy opis pól wyświetlacza

Okno zawiera dane bieżące (warunki meteorologiczne, pomiary i obliczenia) oraz wykres lub tabelę danych historycznych. Dane bieżące są odświeżane automatycznie

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

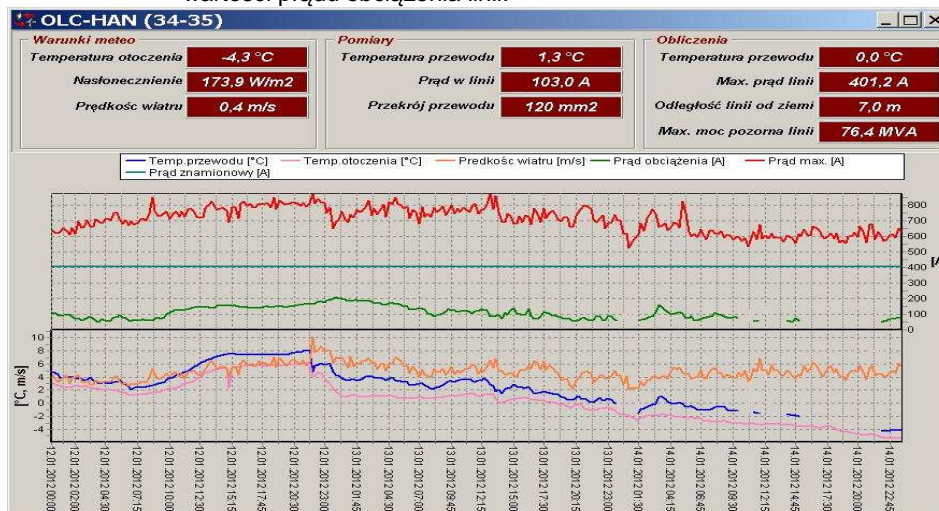
przez aplikację w ustalonym cyklu. Natomiast dane na wykresie lub w tabeli są pokazywane za okres wybrany w oknie parametrów.

Wykres składa się z dwóch części. Dolna część przeznaczona jest na dane meteorologiczne – prezentowane są zarejestrowane przebiegi temperatury przewodu i temperatury otoczenia oraz prędkość wiatru. Górna część wykresu zawiera dane o prądzie obciążenia linii, poziomie odniesienia w postaci prądu znamionowego linii oraz obliczoną wartość prądu dynamicznego obciążenia linii przy uwzględnieniu aktualnych warunków meteorologicznych. Jeśli postacią wyświetlanej prezentacji jest wykres, to istnieje możliwość jego skalowania.

Moduł raportowania i analiz przeznaczony jest do przygotowania raportów historycznych na bazie wcześniej zarejestrowanych danych pomiarowych i dokonanych wyliczeń oraz do prowadzenia analiz dynamicznej obciążalności za pomocą zastosowanego w systemie modelu cieplnego linii.

Oprogramowanie użytkownika umożliwia przeprowadzanie następujących szczegółowych analiz:

- „**Obliczenia modelu**” – prezentacja pozwala na analizowanie wartości wyliczonych w oparciu o zastosowany model cieplny linii. Zestaw wartości można selektywnie wybierać z listy umieszczonej na panelu parametrów. Dodatkowo można zmieniać parametry konstrukcyjne linii i sprawdzać jak to wpłynie na wyniki obliczeń.
- „**Obciążenie linii**” – analiza umożliwia przedstawienie zależności prądu względnego linii w funkcji temperatury zewnętrznej przy trzech wartościach prędkości wiatru. Prąd względny linii jest to stosunek prądu dynamicznej obciążalności do prądu znamionowego linii.
- „**Temperatura przewodu**” – analiza umożliwia przedstawienie zależności temperatury przewodu w funkcji prędkości wiatru dla trzech wartości prądu obciążenia linii.



Rys. 6. Raport z wybranego punktu pomiarowego

Uruchomienie

W listopadzie 2011 roku system monitoringu linii 110 kV w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Białystok został przekazany do eksploatacji. W trakcie odbioru technicznego punktów pomiarowych zwrócono szczególną uwagę na korelację między wartością rzeczywistą odległości przewodu fazowego od ziemi zmierzoną w danym przęśle i wskazaniem tej odległości w oknie raportu danego punktu pomiarowego. Do pomiaru odległości przewodu roboczego linii od ziemi użyto miernika wysokości typu CHM – 300E. Zmierzone wartości przedstawiono w tabeli I. Podczas odbioru technicznego została określona dla każdego punktu pomiarowego minimalna wartość prądu obciążenia linii, przy której czujnik pomiarowy uaktywniał się. Minimalna wartość prądu wyniosła 65 A.

Porównanie wyników pomiaru odległości przewodu od ziemi z odległością wyznaczoną na podstawie zaimplementowanego modelu linii umożliwiło dobranie takich współczynników absorpcji i emisji cieplnej powierzchni przewodów, aby uzyskać zbliżoną zgodność obu wartości. Dla wszystkich miejsc zainstalowania czujników pomiarowych zmierzona odległość od ziemi jest większa od odległości wyliczonej. Jest to świadoma decyzja po to, aby wyliczenia na podstawie modelu zapewniały pewien margines bezpieczeństwa.

W czasie dotychczasowego okresu obserwacji systemu monitoringu linii na bieżąco były wprowadzane kosmetyczne zmiany w grafice oraz nastąpiła jedna wymiana czujnika pomiarowego (z powodu kłopotów w systemie komunikacji). Potwierdziła się także prawidłowa sygnalizacja wprowadzonych progów alarmowych np. warunki powstawania sadzi oraz prawidłowe pomiary obciążeń prądowych i warunków atmosferycznych panujących w miejscu zainstalowania stacji pogodowych.

Prawdziwy egzamin system DOL będzie zdawał podczas upalnych dni gorącego lata, gdy temperatura otoczenia będzie przekraczała 30°C a średnia temperatura doby wyniesie ponad 20°C.

Tabela 1. Wartość odległości przewodu fazowego od ziemi w przęsłach z czujnikami pomiarowymi

Lp.	Nazwa linii	Numer przęsła	Odległość przewodu od ziemi [m]	
			Zmierzona	Wskazana przez system
1.	REJ – SUW	34 – 33	6,70	6,52
2.	HAN – PTN	14 – 15	10,50	9,80
3.	HAN – OLC	112 – 113	9,40	9,50
4.	HAN – OLC	35 – 34	7,20	7,00
5.	HAN – OLC	45 – 46	7,30	7,10
6.	GDO – WGN	134 -135	6,30	6,08
7.	GDO – WGN	80 – 81	11,00	12,60

Podsumowanie

Technika wyznaczania dynamicznej obciążalności linii zastosowana przez Instytut Energetyki w Gdańsku z wykorzystaniem rzeczywistych pomiarów temperatury przewodu i pomiaru zwisu przewodu pozwoliła na opracowanie dokładnego modelu linii [5]. Istotą opracowanego modelu jest taki dobór współczynników występujących w

VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

zaproponowanym modelu linii, aby wyniki obliczeń uzyskiwane metodą symulacji były jak najbardziej zbliżone do rzeczywistych. W przypadku monitoringu linii 110 kV w Oddziale Białystok zasada ta została potwierdzona. Znajomość dynamicznych parametrów linii pozwala na lepsze określenie warunków termicznych linii oraz jej bezpieczną pracę w systemie elektroenergetycznym.

Wdrożony system wyznaczania dynamicznej obciążalności linii 110 kV pozwala na bardziej efektywne i bezpieczne wykorzystanie istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej sieci bez ponoszenia natychmiastowych kosztów związanych z jej rozbudową. Ponieważ jest bardzo dobrym „doradcą” w skomplikowanym zagadnieniu przyłączania farm wiatrowych do sieci oraz bieżącej eksploatacji linii 110 kV z pewnością będzie rozbudowywany na terenie Oddziału Białystok.

Literatura

- [1] *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego I Rady Unii Europejskiej nr 2001/77/EC z dnia 27 września 2001 w sprawie wspierania na rynku wewnętrznym produkcji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.*
- [2] „Energia & Przemysł” – marzec 2007, na podstawie danych prof. Haliny Lorenc, IMiGW.
- [3] Sasinowski A., Popławski J.: Wybrane aspekty przyłączania farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej na przykładzie parku wiatrowego Piecki. *Wiadomości Elektrotechniczne* 2011 nr 5.
- [4] Dąbrowski G.: Wpływ elektrowni wiatrowych na pracę sieci 110 kV. *I Konferencja „Eksploatacja sieci elektroenergetycznych w PGE Dystrybucja S.A.”*. Nałęczów, 8-9.12.2011.
- [5] Babś A., Samotyjak T.: Wyznaczanie dynamicznego obciążenia linii na podstawie modelu cieplnego linii uwzględniającego pomiary stanu linii. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2011, nr 11.
- [6] Żurowski J.: Telemetria danych rozproszonych jako istotna funkcjonalność inteligentnej sieci dystrybucyjnej. *Wiadomości Elektrotechniczne*. 2011, nr 5.
- [7] Kownacki S., Matejek E., Samotyjak T.: Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii w sieci PGE Dystrybucja S.A. O/Białystok. Instrukcja oprogramowania użytkownika. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, listopad 2011.
- [8] Dokumentacja techniczno-ruchowa aparatury pomiarowej oraz układu zasilania systemu DOL. Electrum Sp. z o.o. Białystok, październik 2011.
- [9] Kacejko P., Pijarski P.: Obciążalność cieplna linii napowietrznych – pytania, perspektywy, zagrożenia. *Automatyka Elektroenergetyczna*. 2007, nr 3.
- [10] www.cire.pl 13.01.

Autorzy:

¹ *Mgr inż. Grzegorz Dąbrowski, PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok, ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok, E-mail: grzegorz.dabrowski@pgedystrybucja.pl*

² *Zygmunt Soroka, PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok, ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok, E-mail: Zygmunt.soroka@pgedystrybucja.pl*

³ *Dr inż. Krzysztof Woliński, PGE Dystrybucja SA Oddział Białystok, ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok, E-mail: Krzysztof.wolinski@pgedystrybucja.pl*