

Dynamic Rating of 110 kV Overhead Lines

Authors

Adam Babś
 Tomasz Samotyjak

Keywords

dynamic line rating, thermal line model, load forecasting

Abstract

The paper justifies the need of using, within the 110 kV networks, a dynamic line rating model along the power lines. The work describes in detail the way in which the dynamic line rating is determined, basing the process solely on measurement of the weather conditions. Some aspects related to selection of the numerical values of the coefficients present in the heat model of the power-lines, which is being used to determine the dynamic line rating and the distance between the ground and the conductor, have been described.

Subsequent stages of implementation of the system used to determine the dynamic line rating of the power lines have also been described. These include selection of the critical spans of the overhead lines, in case of which risk of exceeding the distance to the crossed-over objects is higher than in case of the other spans of the very same power line. Additionally, optimal displacement of the weather-reporting stations, that are the source of the data used to determine the dynamic line rating of the lines, has been described.

The work also deals with applications of the dynamic line rating for the power line related to the dangerous situation in case of which rime (ice) would be accumulated on the conductors. The forecasting procedures, regarding the load imposed on the power-lines, within a defined time period are also considered by the present paper. Forecasting the permissible load for the power lines is one of the main elements of planning an energy transmission system.

Conclusions have been drawn regarding selection of the methodology which is to be used to determine the dynamic line rating, and the way of implementing and using these conclusions within the scope of maintaining the electric energy network.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016301

Introduction

The number of unpredictable phenomena in power transmission systems has increased in recent years. To the already known uncertainty factors such as atmospheric phenomena (wind, extreme heat, and snow and ice formation) some new, related to human activity, have been added. These include increased renewable generation of high volatility resulting from wind speed and insolation, or the pursuit to enforce the direction and size of power flow according to commercial requirements, using dedicated devices (e.g. FACTS¹, UPFC²).

In these conditions the operational planning of system operations management is a big challenge, and all measures that reduce the inevitable consequences of planning errors resulting from the above factors are very desirable. One of these measures is to cover as many as possible distribution and transmission lines with

current monitoring of their current carrying capacities, and to planning power flows under the assumption of the conditions in which these lines will be operated in the planned period of time. The primary condition for safe operation of the lines, apart from the obvious constraints arising from the allowable temperature of the conductive part for a given conductor is to maintain a safe distance to the ground and ground facilities located under the power line. This distance is set by the applicable standards [1] and for a line with the nominal voltage of 110 kV it is 5.74 m. The technical realization of such a requirement amounts to the determination of the maximum current in the line, which in given weather conditions will not result in its impermissible proximity to objects under it. The current so designated is called the line's dynamic current (load), to emphasize that its value changes with changed weather conditions.

¹ FACTS – flexible AC transmission systems.

² UPFC – Unified Power Flow Controller.

Determination of dynamic line load over a vast area

Because of the project's needs and scale, the dynamic line load determination is a problem which can be defined as WADLR – Wide Area Dynamic Line Rating. This name is appropriate to the scale of the system and corresponds to the already well-accepted name of Wide Area Measurement System – WAMS.

The dynamic line load, which depends on the actual weather conditions, can be calculated based on the knowledge of the line's characteristic parameter such as, for example, conductor surface temperature, conductor tension, angle of inclination relative to the ground, or line segment's vibration frequency. With any of these known, the permissible current may be calculated in view of the allowable distance from the ground [2].

An indirect method for the allowable current determination is to use measurements of the weather condition and the current in the line [3]. The basic advantage of this method is that many lines can be monitored with much fewer weather condition measuring points. It exploits the capability to separate weather condition measurement locations from the location of an unacceptable proximity to the ground. This separation also has the advantage that in specific situations the weather details in a given span, based on which the acceptable current is calculated, may be derived from several measuring points. Missing weather condition measurements from a location due to, e.g. power supply or data transmission failure, may be replaced by measurements from the location closest to the measuring point. This improves the reliability of the system. It is particularly important with respect to the 110 kV grid, which, in the national power system, under certain conditions, acts as a transmission grid.

Line segment selection for monitoring

The choice of line segments that should be monitored is essential, because its aptness determines the effectiveness and reliability of this method. The basic criterion is the risk of exceeding the minimum distance from a crossed object when the line temperature is close to that adopted as the design temperature. Further on the authors use the notion of critical span, which is defined as the span in which the risk of exceeding the minimum distance from a crossed object is greater than in any other span of the same line. Due to the possibility of the occurrence of the maximum proximity to the ground in several places depending on the situation described above, it is advisable to specify several critical spans for a line. For practical reasons, adopted as critical were the spans in which the distance from the ground at the line's design temperature was the smallest.

Determination of the critical spans is based on the line profiles, i.e. the longitudinal profiles of the line's positioning over the ground set in the design process. These profiles do not include changes in this position due to, e.g. conductor creep or changes in the ground surface (new buildings, soil displacement, etc.). A much more accurate source of data for the critical span selection are the line fly-by results. These are high resolution images of power infrastructure taken from various perspectives, including the conductors' position with respect to the ground. These measurements are usually taken at a conductor temperature different than the design temperature (e.g. 40°C).

Information obtained from a fly-by may be processed into the form shown for example in Fig. 1, wherein indicated are the maximum sag $f_{fb} = 6,5$ m and the distance from the ground at the point of closest approach $h_{fb} = 6,1$ m. The span shown is a typical span of a 110 kV line with steel – aluminium AFL-6 240 mm²

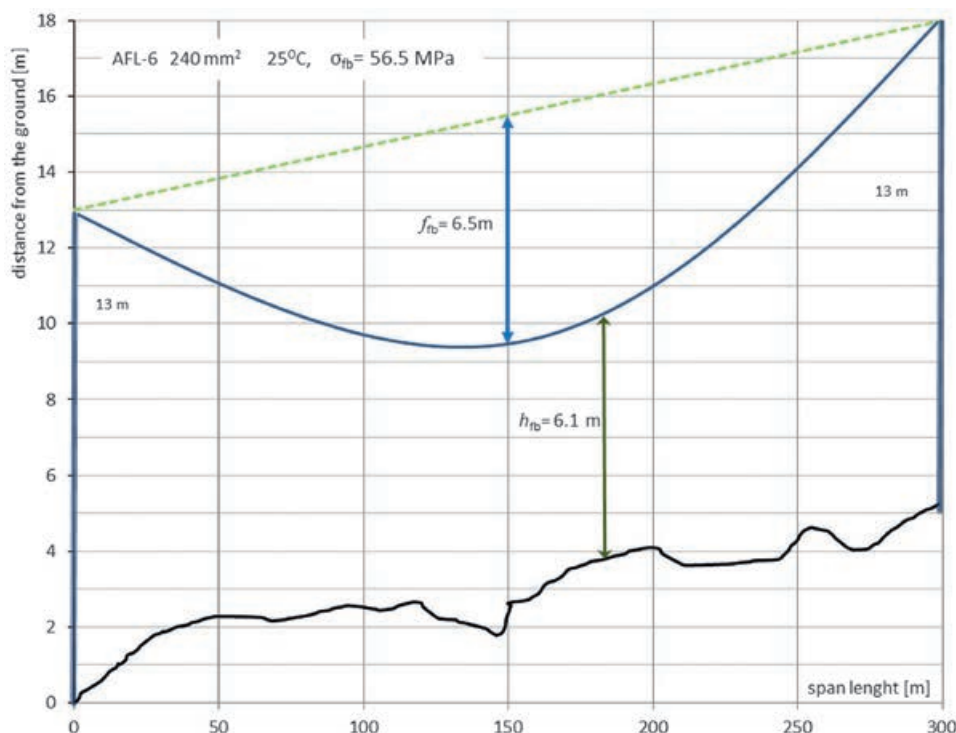


Fig. 1. Example visual rendering of conductor position with respect to the ground

wires, with the length of 300 m and the height of conductor suspension above the ground of 13 m. The span is a fragment of a line designed and built for the phase conductors' permissible limit temperature +40°C.

The conductor surface temperature recorded at the fly-by was 25°C which is equivalent to tension $\sigma_{fb} = 59.5$ MPa.

In order to determine the critical span, the conductor surface temperature measured at fly-by t_{fb} is converted into temperature t_{perm} corresponding to 5.74 m distance from the ground. The conversion utilizes the following relationships:

$$t_{perm} = \frac{\sigma_{fb} - \sigma_{perm} - \frac{a^2 \cdot g^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_{fb}^2} + \frac{a^2 \cdot g^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_{perm}^2} + \frac{\alpha}{\beta} \cdot t_{fb}}{\frac{\alpha}{\beta}} \quad (1)$$

t_{perm} – temperature corresponding to 5.74 m distance from the ground [°C]

t_{fb} – conductor surface temperature measured at fly-by [°C]

σ_{perm} – conductor tension at permissible sag [MPa]

$$\sigma_{perm} = \frac{a^2 \cdot g}{8 \cdot f_{perm}} \quad (2)$$

σ_{fb} – tension at fly-by [MPa]

f_{perm} – permissible sag (at 5.74m distance from the ground) [m]

f_{fb} – sag at fly-by [m]

a – horizontal span length [m]

g – conductor weight per unit length and unit cross

section $[\frac{N}{m \cdot mm^2}]$

α – thermal expansion coefficient of conductor material $[\frac{1}{1 \cdot ^\circ C}]$

β – an elastic elongation ratio of conductor material $[\frac{mm^2}{N}]$

The spans, for which temperature t_{perm} is lower than the line's design temperature, are critical spans.

The temperature t_{perm} calculated for the span shown in Fig. 1, corresponding to 5.74 m distance from the ground is 34°C. This

was calculated based on the following data from the fly-by: $h_{fb} = 6.1$ m, $f_{fb} = 6.5$ m, $t_{fb} = 25^\circ C$, $\sigma_{fb} = 59.5$ MPa.

Examples of the t_{perm} calculation results for each span of the analysed line are shown in Fig. 2.

The temperature allowable for several spans, including the span between poles 15–16, for which detailed calculations were presented, is lower than 40°C and these spans qualify as critical spans.

The choice of critical spans should take into account the particular weather conditions that may occur in a specific line location, especially where the line cooling conditions are unfavourable and result from the line routing in an area where natural cooling is impeded, e.g. in a forest. Also such a span may qualify as critical, especially if in its location the permissible temperature margin is low. When choosing critical spans, it is important to take account of the relevant operating experience, and in the event of doubt as to the choice, a site visit is indispensable.

Weather station location selection

Due to the territorial nature of the allowable line current determination, the process of allocating weather stations, which are the sources of data for determining the dynamic line load, is very important and involves allocating the stations so that the measured weather data reflect in the best way the weather conditions in critical spans.

A natural solution is the allocation of weather stations in those places where there are critical spans, but because of the large number of critical spans, as well as due to small differences in the weather conditions in locations several kilometres distant from each other there may be significantly less weather stations.

The main criterion for selection of the optimum number of weather stations and their allocation in a given area is to meet the requirement that in weather condition data at the same time, the difference between the measurements from neighbouring weather stations do not exceed the following limits of each of the four measured values: ambient temperature 1°C, wind speed 0.5 m/s, wind direction 15°, and insolation 100W/m².

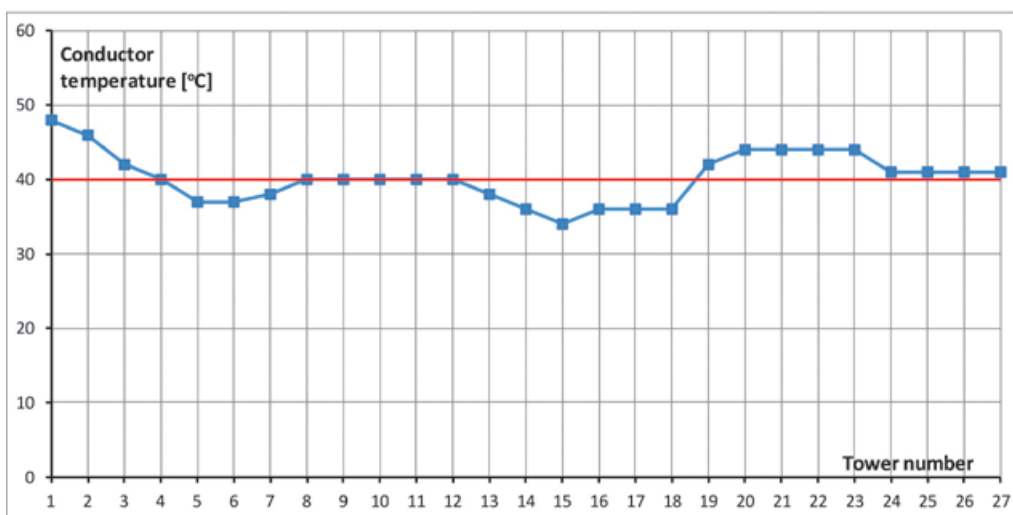


Fig. 2. The maximum conductor temperature for the line spans at 5.74 m allowable distance from the ground

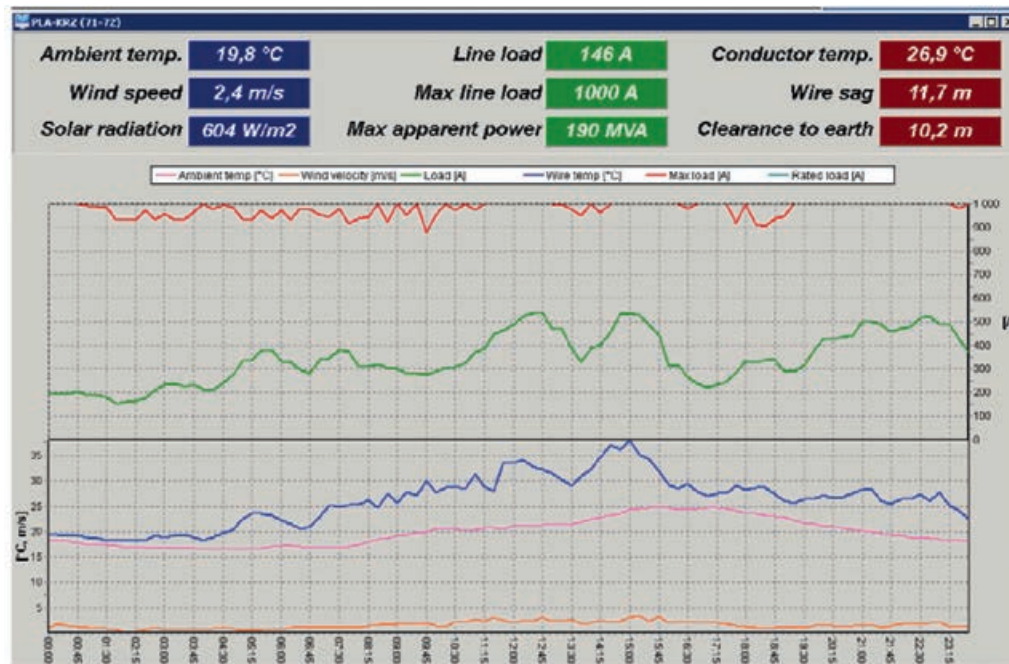


Fig. 3. Example presentation of measured and calculated values

These values define the degree of accuracy of mapping the weather in a given area. The experience so far shows that this accuracy is sufficient for reliable dynamic line load determination. The climate characteristics and physico-geographical conditions are taken into account in selecting the optimal number of weather stations within the meaning of the above criteria and their allocation. Also considered are the orographic conditions of weather station locations, and their nature in particular, i.e. urban areas, forests, open spaces, etc.

The stations' allocation according to the above criteria leads to such an arrangement wherein the distances between stations do not exceed 25 km. This allows covering an area of about 15,000 km² with about 25 weather stations (the ENEA and ENERGA operating areas amount to 58,000 km² and 77,000 km² respectively). Analysis of the variations in measurements from stations arranged according to the above criteria indicates that the resulting dispersion of the weather condition measurements does not exceed assumed limits.

Used for the weather stations allocation are data such as GPS coordinates, terrain profiles, location of 110 kV line poles contained in spatial databases available in GIS geoinformation software packages (e.g. QGIS or ArcGIS). These packages enable the collection, processing (creation, selection, identification, editing, viewing, management), displaying, analysing, interpreting and sharing of spatial data, and thus support the process of weather station location selection.

Determination of the risk of rime icing on conductors

By calculating the dew point temperature, i.e. the air temperature at which steam saturates, weather stations enable one to estimate the risk of rime icing on conductors. Steam condensation

on conductor surface begins when the conductor temperature drops below the dew point [4]. High probability of rime icing arises when the following conditions are fulfilled:

1. conductor surface temperature is lower than the dew point
2. ambient temperature is in the range of $(-2 \div -10) ^\circ\text{C}$
3. wind speed is lower than 0.5 m/s
4. time is between 22:00 and 8:00.

Permissible line load monitoring

The primary purpose of monitoring is to provide the dispatcher with information about the current state of use of transmission lines' capacity, and with alerts about the threats to the lines' safe operation understood as an approach to the limit distance to the ground or the possibility of exceeding the permissible conductor temperature leading to its destruction.

This objective is served by current measurements of weather conditions, their assignment to previously designated critical spans of the line, and then calculation of the line load allowable under these conditions. By comparison with the current state, the line's load carrying capacity margin can be determined.

To determine a line's load carrying capacity the line's design details must be known, such as the type of the phase conductor (e.g. AFL-6, AFL-8) and its nominal cross-section. Also the line's topographical data must be known, such as its location with regard to cardinal points, critical span lengths, and heights of conductor suspension above ground level.

Usually, the results of the calculation are: current conductor surface temperature, conductor distance from the ground in critical span, and line capacity utilisation expressed e.g. as percentage of the line's dynamic rating calculated on the basis of the actual weather conditions. An example presentation of measured and calculated values is shown in Fig. 3.

A line's permissible load is the minimum of the permissible loads calculated for each critical span. For the calculation one of two thermal models [5] is used:

1. Model compliant with IEEE standard No 738 of 2006 [6] for calculation of current as function of temperature,
2. Model compliant with CIGRE recommendations [7] for calculation of conductor temperature in a steady state.

These models assume that under static conditions the heat balance between line cooling and heating is maintained. The IEEE compliant thermal model comprises the following balance items:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_C + P_r + P_w \quad (3)$$

Whereas the CIGRE compliant thermal model includes:

$$P_J + P_S = P_C + P_r \quad (4)$$

where:

Heating:

P_J = from current flow (Joule heat)

P_M = magnetic

P_S = solar

P_i = from discharges

Cooling:

P_C = convection

P_r = radiation

P_w = evaporation

In the equations describing these balance items there are variables related to measured weather conditions (outside temperature T_a , insolation S , wind speed and direction), a variable representing the effective current, and constants describing conductor material properties. The model also takes into account the conductor surface's thermal absorption coefficient α_S used to determine solar heating, and the conductor surface's heat emission coefficient ϵ used to determine cooling by radiation P_r .

The α_S and ϵ coefficients could have been determined for various conductor types with conductor surface temperature's redundant measurement and direct measurement of conductor's sag, and their comparison with values designated from the calculation model.

It has been found that the heat absorption coefficient α_S of a 110 kV line with AFL-6 type conductors is proportional to the conductor cross-section. The conductor source heat emission coefficient ϵ depends not only on the conductor cross section but also on the conductor surface condition. It has been experimentally ascertained that the heat emission coefficient ϵ increases with conductor age, and for conductors older than 20 years it reaches a value about 20% higher relative to the new conductors. Determination of the numerical values of these coefficients enabled the development of accurate models tailored to various conductor types.

Essential for the accuracy of calculations using the model is that the conductor core's temperature is higher than that of its surface. The difference between these two temperatures is directly proportional to the heat generated in the conductor's

conductive part, i.e. its aluminium core. The core temperature rise over the surface temperature also depends on the conductor cross-section, and with the rated current can achieve $(0.5 \div 7)^\circ \text{C}$.

Permissible load forecasting

Distribution system operation programming may and should make use of areal dynamic line rating, i.e. the line load that will be allowed in the expected (forecast) weather conditions during the period for which the system operation is planned. For the calculation of the permissible and expected loads the same mathematical model is used as that used for load monitoring, but instead of the measured weather conditions the forecast weather conditions are adopted. Weather forecasts are obtained from meteorological companies, and then reviewed and improved based on actual historical data measured and confronted with historical forecasts. The cycle of current forecast load line forecasting results from the frequency of received forecasts. This is usually a 24 hour (48 hour) forecast updated every 12 hours. Forecasts are dedicated to their assigned areas, e.g. 14 km x 14 km squares. With the weather forecast for the whole OSD operating area the allowable loads can be projected for all lines, and these values may be adopted in power flow analyses associated with the system operation planning, including analyses utilizing n-1 criterion.

Conclusions

The described method of the areal line load rating based on the current measurements of weather conditions in locations not distant from the places critical for the lines is particularly useful where it is desirable to monitor a large number of lines with limited capital expenditure. With this solution the distribution system's safe operation can be ensured in a technically efficient and cost-effective manner in real time and for future expected (forecast) conditions alike. The application of dynamic line rating in the distribution grid's current management leads to a better and more efficient use of transmission line capacities.

Such a system can alleviate the problems associated with wind farms' interconnection with the power system. Especially effective is the WADLR method implementation for wind farms generation management when with good wind conditions the farms' output is close to their rated capacities, and at the same time the transmission line's conductors are cooled more intensely than in calm weather.

REFERENCES

1. PN-EN 50341-1:2013-03E Overhead AC power lines over 1 kV. Part 1: General requirements: Common specifications
2. CIGRE, Paris, "Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring Systems", Technical Brochure 498, June 2012.
3. A. Babś, Weather-based and conductor state measurement methods applied for dynamic line rating forecasting. 2011The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Beijing, October 2011.

4. CIGRE, Paris, "Systems for Prediction and Monitoring of Ice Shedding, Anti-Icing and De-Icing for Overhead Power Line Conductors and Ground wires", Technical Brochure 438, December 2010.
 5. A. Babś, T. Samotyjak, Wyznaczenie dynamicznego obciążenia linii w oparciu o model cieplny linii uwzględniający pomiary stanu linii [Dynamic line rating based on the line's thermal model taking into account line condition measurements] *Wiadomości elektrotechniczne*, No. 11, 2011.
 6. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-1993, IEEE Standard Board 1993
 7. CIGRE, Paris, "Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines", Technical Brochure 601, December 2014.
-

Adam Babś

Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch

e-mail: a.babs@ien.gda.pl

A graduate of the Electrical Engineering Department of Gdańsk University of Technology. For many years in the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering, where he manages a department. Combining research with engineering practice he's acquired practical experience working as power automation projects' manager in many locations in the world.

For several years he has published papers on national and international conferences, and participated in CIGRE working group's activities. He is also a member of the Polish Committee for Standardization participating in the preparation of standards relating to communications in the energy sector. Author and co-author of dozens of research studies, about one hundred papers published in the domestic and foreign technical literature, as well as co-author of four patents.

His current professional interests refer to implementations of synchronous phasor technology, dynamic rating of transmission lines, and smart metering systems.

Tomasz Samotyjak

Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch

e-mail: t.samotyjak@ien.gda.pl

Graduated in power engineering from the Faculty of Electrical Engineering of Gdańsk University of Technology. Works in the Department of Control and ICT of the Gdańsk Branch of the Institute of Power Engineering. His research interests include issues related to ICT in the energy sector and dynamic line rating.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii napowietrznych 110 kV

Autorzy

Adam Babś
Tomasz Samotyjak

Słowa kluczowe

dynamiczna obciążalność linii, model cieplny linii, prognozowanie obciążenia

Streszczenie

W artykule uzasadniono celowość i potrzebę wykorzystywania w prowadzeniu ruchu sieci 110 kV dynamicznej obciążalności linii. Szczegółowo opisano wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii z wykorzystaniem wyłącznie pomiaru warunków pogodowych. Opisano niektóre aspekty doboru wartości liczbowych współczynników występujących w modelu cieplnym linii, wykorzystywanym do wyznaczania dynamicznej obciążalności linii oraz odległości przewodu od ziemi.

Opisano kolejne etapy wdrożenia systemu wyznaczania dynamicznej obciążalności linii, związane m.in. z wyborem przęseł krytycznych, tj. przęseł, w których ryzyko przekroczenia minimalnej odległości od obiektów krzyżowanych jest większe niż w przypadku innych przęseł tej samej linii, oraz optymalnym rozmieszczeniem stacji pogodowych będących źródłem danych dla wyznaczania dynamicznej obciążalności linii.

Opisano również inne zastosowania wyznaczania dynamicznej obciążalności linii związane z monitorowaniem jej zagrożenia wystąpieniem oblodzenia (szadzi) oraz prognozowania obciążenia linii w określonym horyzoncie czasowym. Prognozowanie dopuszczalnego obciążenia linii jest jednym z elementów planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

Sformułowano wnioski co do wyboru metody wyznaczania dynamicznej obciążalności linii oraz sposobu wdrożenia i wykorzystania w prowadzeniu ruchu sieci elektroenergetycznej.

Wprowadzenie

Liczba zjawisk nieprzewidywalnych w systemach przesyłu energii elektrycznej w ostatnich latach wzrosła. Do znanych już czynników powodujących niepewność, takich jak zjawiska atmosferyczne (wichury, ekstremalnie wysokie temperatury, czy opady śniegu i tworzenie się lodu), doszły nowe związane z działalnością człowieka, m.in.: wzrost generacji odnawialnej o dużej zmienności wynikającej z prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego, czy też dążenie do wymuszania za pomocą dedykowanych urządzeń (np. FACTS¹, UPFC²) kierunku przepływu mocy i jej wielkości, zgodnie z wymogami handlowymi.

W tych warunkach operacyjne planowanie prowadzenia ruchu systemu jest dużym wyzwaniem, a wszelkie środki, które zredukują konsekwencje nieuniknionych błędów planowania, wynikających z powyższych czynników, są bardzo pożądane. Jednym ze sposobów jest objęcie możliwie dużej liczby linii dystrybucyjnych i przesyłowych bieżącym monitorowaniem ich dopuszczalnej obciążalności oraz planowanie rozplywów przy założeniu warunków, w jakich linie te będą wykorzystywane w planowanym okresie.

Nadrzędnym warunkiem bezpiecznej pracy linii, oprócz oczywistego ograniczenia wynikającego z dopuszczalnej dla danego typu przewodu temperatury jego części przewodzącej, jest zachowanie bezpiecznej odległości od ziemi i obiektów naziemnych znajdujących się pod linią wysokiego napięcia. Odległość ta wynika z obowiązujących norm [1] i dla linii o napięciu nominalnym 110 kV wynosi 5,74 m. Techniczna realizacja takiego wymogu sprowadza się do wyznaczenia maksymalnego prądu, jaki

płynąc w linii w danych warunkach pogodowych, nie spowoduje niedopuszczalnego zbliżenia do obiektów pod linią. Tak wyznaczony prąd nazywa się prądem (obciążeniem) dynamicznym linii dla podkreślenia, że jego wartość zmienia się wraz ze zmianą warunków pogodowych.

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii na znacznym obszarze

Wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii jest z racji potrzeb i skali przedsięwzięcia zagadnieniem, które można określić jako obszarowe wyznaczanie dynamicznej obciążalności linii ODOL (obszarowa dynamiczna obciążalność linii, ang. *Wide Area Dynamic Line Rating – WADLR*). Nazwa taka jest właściwa dla skali systemu i koresponduje z dobrze już akceptowaną nazwą WAMS (ang. *Wide Area Measurement System*). Wartość dynamicznej obciążalności linii, zależna od aktualnych warunków pogodowych, może być obliczona na podstawie znajomości parametru charakterystycznego dla linii, tj. np.: temperatura powierzchni przewodu, naprężenie przewodu, kąt pochylenia względem ziemi czy częstość drgań odcinka linii. Znajomość któregokolwiek z nich pozwala na wyliczenie dopuszczalnego prądu przy zachowaniu dopuszczalnej odległości od ziemi [2].

Pośrednią metodą wyznaczenia dopuszczalnej obciążalności jest wykorzystanie pomiarów warunków pogodowych oraz wartości prądu płynącego w linii [3]. Podstawową zaletą tej metody jest możliwość objęcia monitoringiem dużej liczby linii przy znacznie mniejszej liczbie punktów pomiaru warunków pogodowych. Wykorzystuje się możliwość oddzielenia miejsca pomiaru warunków pogodowych

od miejsc występowania zagrożeń niedopuszczalnego zbliżenia do ziemi. Oddzielenie to ma również tę zaletę, że w specyficznych sytuacjach dane dotyczące warunków pogodowych w danym przęśle, na podstawie których oblicza się dopuszczalną obciążalność, mogą pochodzić z kilku punktów pomiarowych. Brak pomiarów warunków pogodowych w jednym miejscu, wskutek np. awarii zasilania lub niesprawności transmisji danych, może być zastąpiony pomiarami z najbardziej zbliżonej lokalizacji punktu pomiarowego. Poprawia to niezawodność systemu. Jest to szczególnie istotne w odniesieniu do sieci 110 kV, która w krajowym systemie, w niektórych warunkach, pełni rolę sieci przesyłowej.

Sposób wyboru odcinków linii objętych monitorowaniem

Wybór odcinków linii, które powinny podlegać monitorowaniu, ma podstawowe znaczenie, gdyż trafność wyboru decyduje o skuteczności i wiarygodności opisywanej metody. Podstawowym kryterium jest ryzyko przekroczenia minimalnej odległości od obiektów krzyżowanych w sytuacji, gdy temperatura linii jest w pobliżu temperatury przyjętej jako temperatura projektowa linii. W dalszej części autorzy posługują się pojęciem przęśla krytycznego, definiowanego jako przęśło, w którym ryzyko przekroczenia minimalnej odległości od obiektów krzyżowanych jest większe niż w przypadku innych przęseł tej samej linii. Ze względu na możliwość wystąpienia zbliżenia do ziemi o podobnych wartościach w kilku przęślach linii, celowe jest zakwalifikowanie wszystkich tych przęseł jako przęseł krytycznych.

¹ FACTS – ang. *flexible AC transmission systems*

² UPFC – ang. *Unified Power Flow Controller*, zespolony regulator przepływu mocy

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wyznaczenie przęseł krytycznych odbywa się na podstawie profili linii, tj. wyznaczonych w procesie projektowania linii profili podłużnych umiejscowienia przewodów nad ziemią. Profile te nie uwzględniają zmian tego położenia spowodowanego np. pęczaniem przewodów lub zmianami na powierzchni gruntu (nowe budowle, przemieszczenie gruntu itp.). Znacznie dokładniejszym źródłem danych dla wyboru przęseł krytycznych są wyniki oblotów linii, czyli wysokiej rozdzielczości zdjęcia infrastruktury elektroenergetycznej z różnej perspektywy, zawierające m.in. informacje o umiejscowieniu przewodów względem ziemi. Pomiary te dokonywane są zazwyczaj przy temperaturze powietrza różnej niż jego temperatura projektowa (np. 40°C).

Informacje pozyskane w czasie oblotów mogą być przetworzone do postaci pokazanej przykładowo na rys. 1, na którym zaznaczono maksymalny zwis $f_{obl} = 6,5$ m oraz odległość od ziemi w miejscu największego zbliżenia $h_{obl} = 6,1$ m. Pokazane przesło jest typowym przęsłem linii 110 kV z przewodami stalowo-aluminiowymi AFL – 6 240 mm² o rozpiętości 300 m i wysokości zawiesia przewodów nad poziomem gruntu 13 m. Przesło to jest fragmentem linii zaprojektowanej i zbudowanej dla dopuszczalnej granicznej temperatury przewodów fazowych +40°C.

Zarejestrowana w trakcie oblotów temperatura powierzchni przewodu wynosiła 25°C, co odpowiada naprężeniu $\sigma_{obl} = 59,5$ MPa. W celu wyznaczenia przęseł krytycznych temperaturę powierzchni przewodu, zmierzoną w warunkach oblotu t_{obl} , przelicza się na temperaturę t_{dop} , odpowiadającą odległości od ziemi 5,74 m. Przeliczenie to wykorzystuje następującą zależność:

$$t_{dop} = \frac{\sigma_{obl} - \sigma_{dop} \frac{a^2 \cdot g^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_{obl}^2} + \frac{a^2 \cdot g^2}{24 \cdot \beta \cdot \sigma_{dop}^2} + \frac{\alpha}{\beta} t_{obl}}{\frac{\alpha}{\beta}} \quad (1)$$

gdzie:

t_{dop} – temperatura odpowiada odległości od ziemi 5,74 m [°C]

t_{obl} – temperatura przewodu w warunkach oblotu linii [°C]

σ_{dop} – naprężenie przewodu dla zwisu dopuszczalnego [MPa]

$$\sigma_{dop} = \frac{a^2 \cdot g}{8 \cdot f_{dop}} \quad (2)$$

σ_{obl} – naprężenie w warunkach oblotu linii [MPa]

f_{dop} – zwis dopuszczalny (przy odległości od ziemi 5,74 m) [m]

f_{obl} – zwis w warunkach oblotu [m]

a – rozpiętość pozioma przęśla [m]

g – ciężar przewodu na jednostkę długości i jednostkę przekroju $\left[\frac{N}{m \cdot mm^2} \right]$

α – współczynnik wydłużenia cieplnego materiału przewodu $\left[\frac{1}{1 \cdot ^\circ C} \right]$

β – współczynnik wydłużenia sprężystego materiału przewodu $\left[\frac{mm^2}{N} \right]$

Te przesła, dla których temperatura t_{dop} jest mniejsza niż temperatura projektowa linii, są przęsłami krytycznymi.

Dla przęśla pokazanego na rys. 1 obliczona temperatura t_{dop} , odpowiadająca odległości od ziemi 5,74 m, wynosi 34°C. Wartość ta została wyliczona na podstawie następujących danych z oblotu: $h_{obl} = 6,1$ m, $f_{obl} = 6,5$ m, $t_{obl} = 25^\circ C$, $\sigma_{obl} = 59,5$ MPa.

Przykładowe wyniki obliczeń t_{dop} dla poszczególnych przęseł analizowanej linii przedstawiono na rys. 2.

Temperatura dopuszczalna dla kilku przęseł, w tym dla przęśla pomiędzy słupami 15–16, dla którego przedstawiono szczegółowe wyliczenia, jest mniejsza niż 40°C i przesła te mogą być zakwalifikowane jako przesła krytyczne.

Wybór przęseł krytycznych powinien uwzględniać szczególne warunki pogodowe, jakie mogą wystąpić w określonym miejscu linii, zwłaszcza tam, gdzie warunki chłodzenia linii są niekorzystne i wynikają z przebiegu linii w terenie, utrudniającym naturalne chłodzenie, np. w lesie. Pręsła takie również mogą być kwalifikowane jako przesła krytyczne, zwłaszcza jeśli w tych miejscach zapas temperatury dopuszczalnej jest niewielki. Przy wyborze przęseł krytycznych istotne jest uwzględnienie doświadczeń eksploatacyjnych, a w przypadku wątpliwości co do wyboru nieodzowna jest wizja lokalna.

Sposób wyboru lokalizacji stacji pogodowych

Ze względu na obszarowy charakter wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii proces rozmieszczenia stacji pogodowych, będących źródłem danych dla wyznaczania dynamicznej obciążalności linii, jest niezwykle istotny. Polega na takim rozmieszczeniu stacji, aby mierzone dane pogodowe w jak najlepszy sposób odzwierciedlały warunki pogodowe w przęsłach krytycznych.

Naturalnym rozwiązaniem jest lokalizacja stacji pogodowych w tych miejscach, gdzie występują przesła krytyczne, jednakże

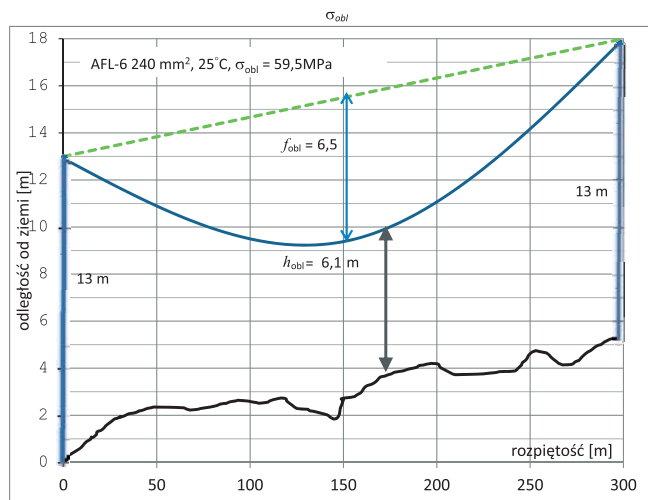
ze względu na znaczną liczbę przęseł krytycznych, jak również ze względu na niewielkie zróżnicowanie warunków pogodowych w miejscach oddalonych od siebie o kilka-nastęce lub nawet kilkadziesiąt kilometrów, liczba stacji pogodowych może być znacząco mniejsza.

Podstawowym kryterium doboru optymalnej liczby stacji pogodowych i ich rozmieszczenia na określonym terenie jest spełnienie wymagania, aby w danych warunkach meteorologicznych, w tym samym czasie, różnica pomiarów pochodzących z sąsiadujących stacji pogodowych nie przekraczała następujących wielkości granicznych w odniesieniu do każdej z czterech wielkości pomiarowych: temperatura otoczenia 1°C, prędkość wiatru 0,5 m/s, kierunek wiatru 15° oraz natężenie promieniowania słonecznego 100 W/m².

Wartości te definiują stopień dokładności odwzorowania warunków pogodowych na określonym terenie. Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że jest to wystarczająca dokładność dla wiarygodnego wyznaczania dynamicznej obciążalności linii.

Przy doborze optymalnej liczby stacji pogodowych, w rozumieniu powyższych kryteriów, oraz ich rozmieszczeniu uwzględnia się charakterystykę klimatyczną oraz warunki fizyko-geograficzne. Dodatkowo uwzględnia się warunki orograficzne miejsc instalacji stacji pogodowych, w szczególności charakter tych miejsc, tj. obszary miejskie, leśne, otwarte przestrzenie itp.

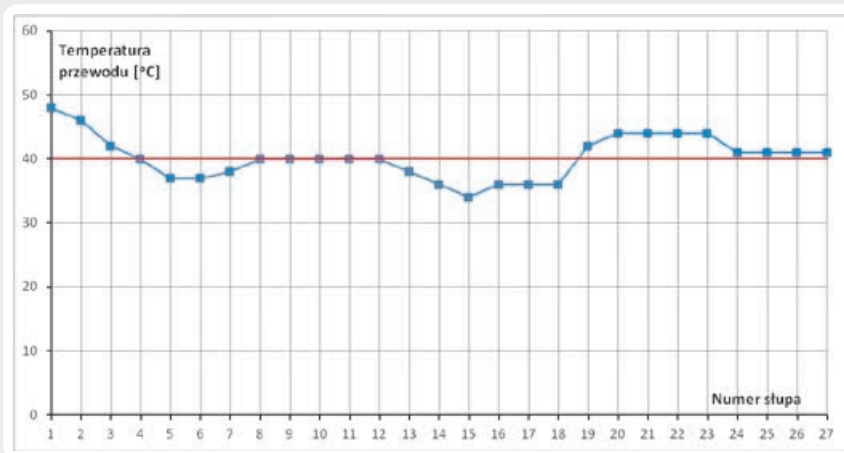
Rozmieszczenie stacji z uwzględnieniem powyższych kryteriów prowadzi do takiego rozmieszczenia, w którym odległości pomiędzy poszczególnymi stacjami nie przekraczają 25 km. Pozwala to na pokrycie obszaru ok. 15 tys. km² przez ok. 25 stacji pogodowych (obszary działania operatorów ENEA i ENERGA wynoszą odpowiednio 58 tys. km² i 77 tys. km²). Analiza zróżnicowania pomiarów pochodzących ze stacji rozmieszczonych wg opisanych wyżej kryteriów wskazuje, że osiągnięte zróżnicowanie pomiaru warunków pogodowych mieści się w założonych granicach.



Rys. 1. Przykład wizualizacji położenia przewodu względem ziemi

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4-9. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Maksymalna temperatura przewodu dla przęseł linii przy dopuszczalnej odległości od ziemi 5,74 m

Do lokalizacji stacji pogodowych wykorzystuje się takie dane jak współrzędne GPS, ukształtowanie terenu, lokalizacja słupów linii 110 kV, które są zawarte w przestrzennych bazach danych dostępnych w ramach pakietów oprogramowania geoinformacyjnego GIS (np. QGIS lub ArcGIS). Pakiety te umożliwiają gromadzenie, przetwarzanie (tworzenie, selekcję, identyfikowanie, edytowanie, przeglądanie, zarządzanie), wyświetlanie, analizowanie, interpretowanie i udostępnianie danych przestrzennych, a tym samym wspomagają proces wyboru miejsca instalacji stacji pogodowych.

Wyznaczanie ryzyka powstawania szadzi na przewodzie

Stacje pogodowe, poprzez wyliczanie temperatury punktu rosy, tj. temperatury powietrza, przy której wystąpi stan nasycenia parą wodną, umożliwiają oszacowanie ryzyka wystąpienia szadzi na przewodach. Proces kondensacji pary wodnej na powierzchni przewodu zaczyna się w momencie, gdy temperatura przewodu spadnie poniżej temperatury punktu rosy [4]. Duże prawdopodobieństwo powstania szadzi jest wówczas, gdy spełnione są jednocześnie następujące warunki:

1. temperatura powierzchni przewodu jest mniejsza niż temperatura punktu rosy
2. temperatura otoczenia jest w zakresie $(-2 \div -10)^{\circ}\text{C}$
3. prędkość wiatru jest mniejsza niż 0,5 m/s
4. jest godzina pomiędzy godzinami 22 a 8.

Monitorowanie dopuszczalnego obciążenia linii

Podstawowym celem monitorowania jest dostarczenie dyspozytorowi informacji o aktualnym stanie wykorzystania zdolności przesyłowych linii oraz informowanie o zagrożeniu bezpiecznej pracy linii, rozumianej jako zbliżanie się do granicznej odległości do ziemi lub możliwości przekroczenia dopuszczalnej temperatury przewodu prowadzącej do jego zniszczenia.

Celowi temu służy bieżący pomiar warunków pogodowych, przypisanie ich do uprzednio wyznaczonych przęseł krytycznych linii, a następnie wyliczenie dopuszczalnego w tych warunkach obciążenia linii. Poprzez porównanie z aktualnym

stanem możliwe jest wyznaczenie zapasu obciążalności linii.

Wyznaczenie obciążalności linii wymaga znajomości danych konstrukcyjnych linii, tj.: rodzaju przewodu fazowego (np. AFL-6, AFL-8) i przekroju nominalnego przewodu fazowego. Konieczna jest również znajomość danych topograficznych linii, takich jak usytuowanie linii w terenie względem stron świata, rozpiętość przęseł krytycznych i wysokość zawiesia przewodów nad poziomem gruntu.

Zazwyczaj wynikami obliczeń są: bieżąca temperatura powierzchni przewodu, odległość przewodu od ziemi w przęśle krytycznym oraz stopień wykorzystania zdolności przesyłowej linii wyrażony np. w procentach odniesionych do obliczonej na podstawie warunków pogodowych dynamicznej obciążalności linii. Przykład prezentacji wartości pomierzonych i obliczonych przedstawiono na rys. 3.

Dopuszczalne obciążenie dla danej linii jest wynikiem obliczeń dopuszczalnego obciążenia dla każdego z przęseł krytycznych linii i wyznaczenia wartości minimalnej. Dla

obliczeń przyjmuje się jeden z dwu modeli cieplnych [5]:

1. Model zgodny ze standardem IEEE nr 738 z 2006 roku [6], dla obliczania zależności prądu od temperatury
2. Model zgodny z zaleceniami CIGRE [7] dla obliczeń temperatury przewodu w stanie ustalonym.

Modele te zakładają zachowanie w warunkach statycznych bilansu cieplnego pomiędzy chłodzeniem a nagrzewaniem linii. Model cieplny zgodny z IEEE zawiera następujące składniki bilansu:

$$P_J + P_M + P_S + P_i = P_C + P_r + P_w \quad (3)$$

Model cieplny zgodny z CIGRE natomiast uwzględnia:

$$P_J + P_S = P_C + P_r \quad (4)$$

gdzie:

Nagrzewanie:

P_J – spowodowane przepływem prądu (ciepło Joule'a)

P_M – magnetyczne

P_S – słoneczne

P_i – od wyładowań

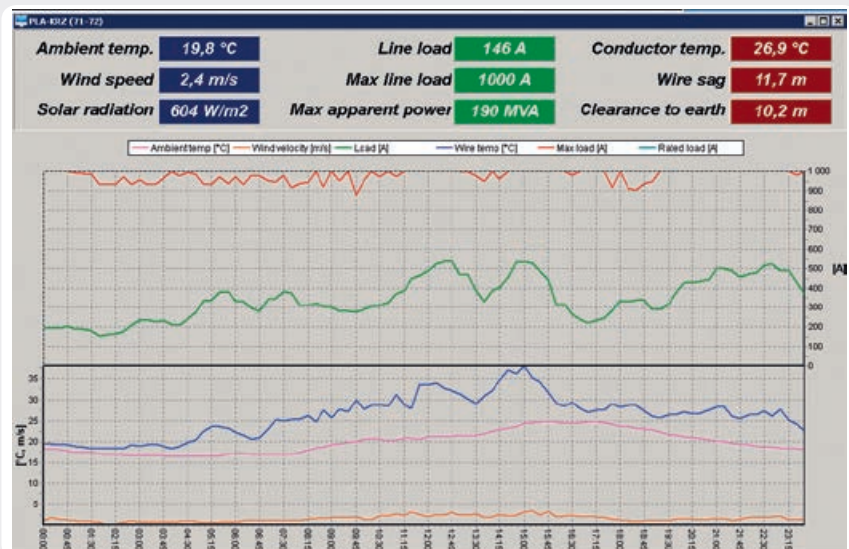
Chłodzenie:

P_C – przez konwekcję

P_r – przez promieniowanie

P_w – przez parowanie.

W równaniach opisujących te składniki bilansu występują zmienne związane z mierzonymi warunkami pogodowymi (temperatura zewnętrzna T_a , promieniowanie słoneczne S , prędkość i kierunek wiatru), zmienna przedstawiająca wartość skuteczną płynącego prądu oraz wielkości stałe opisujące własności materiału przewodu. Model uwzględnia również współczynnik absorpcji cieplnej powierzchni przewodu α_S , wykorzystywany do wyznaczania nagrzewania słonecznego P_S , oraz współczynnik emisji cieplnej powierzchni przewodu ϵ , wykorzystywany do wyznaczania chłodzenia przez promieniowanie P_r .



Rys. 3. Przykład prezentacji wartości pomierzonych i obliczonych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 4–9. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wyznaczenie współczynników α_s i ϵ dla różnych rodzajów przewodów było możliwe przy wykorzystaniu redundantnych pomiarów temperatury przewodu i bezpośrednich pomiarów zwisu przewodu oraz porównaniu ich z wielkościami wyznaczonymi na podstawie modelu obliczeniowego. Stwierdzono, że dla linii 110 kV z przewodami typu AFL-6 współczynnik absorpcji cieplnej α_s jest proporcjonalny do przekroju poprzecznego. Współczynnik emisji cieplnej ϵ powierzchni przewodu zależy nie tylko od przekroju powierzchni przewodu, ale również od stanu powierzchni przewodu. Doświadczalnie stwierdzono, że współczynnik emisji cieplnej ϵ rośnie wraz z wiekiem przewodów, osiągając dla przewodów ponad 20-letnich wartość ok. 20% większą w stosunku do przewodów nowych. Wyznaczenie wartości liczbowych tych współczynników pozwoliło na opracowanie dokładnych modeli dopasowanych dla różnych rodzajów przewodów.

Istotne znaczenie dla dokładności obliczeń z wykorzystaniem modelu ma fakt, że temperatura rdzenia przewodu jest większa niż temperatura powierzchni przewodu. Różnica tych dwu temperatur jest wprost proporcjonalna do ciepła wydzielanego w części przewodzącej przewodu, tj. w aluminium. Przyrost temperatury rdzenia w odniesieniu do temperatury powierzchni zależy również od przekroju przewodu i może osiągać wartości 0,5–7°C.

Prognozowanie dopuszczalnego obciążenia

Programowanie pracy systemu dystrybucyjnego może i powinno wykorzystywać obszarową dynamiczną obciążalność linii, tj. taką obciążalność, która będzie dopuszczalna w spodziewanych (prognozowanych) warunkach pogodowych w okresie, dla którego planowana jest praca systemu. Do obliczenia dopuszczalnych, spodziewanych obciążalności wykorzystuje się ten sam model matematyczny, jaki został

zastosowany dla monitorowania obciążalności, z tym że zamiast pomierzonych warunków pogodowych przyjmuje się warunki pogodowe wynikające z prognozy. Prognozy pogody są pozyskiwane od firm meteorologicznych, a następnie weryfikowane i ulepszone na podstawie rzeczywistych danych historycznych pomierzonych i skonfrontowanych z historycznymi prognozami.

Cykl wyznaczania bieżącej prognozy obciążalności linii wynika z częstości otrzymywania prognozy. Zazwyczaj jest to prognoza 24-godzinna (48-godzinna), aktualizowana co 12 godzin. Prognozy dedykowane są do przypisanych im obszarów, np. kwadratów o boku 14 km. Mając prognozę pogody dla całego obszaru działania OSD, możliwe jest wyznaczenie prognoz dopuszczalnej obciążalności dla wszystkich linii i przyjęcie tych wartości w analizach rozpliwowych związanych z planowaniem pracy systemu, w tym z analizami wykorzystującymi kryterium n-1.

Wnioski

Opisany w artykule sposób wyznaczania obszarowej dynamicznej obciążalności linii, na podstawie bieżących pomiarów warunków pogodowych, w miejscach nieodległych od miejsc krytycznych (newralgicznych) jest szczególnie przydatny tam, gdzie pożądane jest monitorowanie dużej liczby linii przy ograniczonych nakładach inwestycyjnych. Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania możliwe jest efektywnie technicznie i kosztowo zapewnienie bezpiecznej pracy systemu dystrybucyjnego, zarówno w warunkach bieżącej pracy, jak i dla spodziewanych (prognozowanych) warunków. Posługiwanie się w prowadzeniu ruchu sieci dystrybucyjnej dynamiczną obciążalnością linii prowadzi do lepszego, bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowych linii.

System taki może złagodzić problemy związane z przyłączaniem farm wiatrowych

do systemu elektroenergetycznego. Szczególnie efektywne jest wdrożenie systemu ODOL w przypadku konieczności zarządzania generacją farm wiatrowych w sytuacji, gdy farmy wiatrowe, wykorzystując dobre warunki wietrzne, pracują z mocą zbliżoną do znamionowej, a jednocześnie przewody linii przesyłowej są chłodzone intensywniej niż przy bezwietrznej pogodzie.

Bibliografia

1. P N - EN 5 0 3 4 1 - 1 : 2 0 1 3 - 0 3 E Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 1 kV, część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.
2. CIGRE, Paris, Guide for Application of Direct Real-Time Monitoring System, *Technical Brochure* 498, czerwiec 2012.
3. Babs A., Weather-based and conductor state measurement methods applied for dynamic line rating forecasting, 2011 The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Pekin, październik 2011.
4. CIGRE, Paris, Systems for Prediction and Monitoring of Ice Shedding, Anti-Icing and De-Icing for Overhead Power Line Conductors and Ground wires, *Technical Brochure* 438, grudzień 2010.
5. Babś A., Samotyjak T., Wyznaczenie dynamicznego obciążenia linii w oparciu o model cieplny linii uwzględniający pomiary stanu linii, *Wiadomości Elektrotechniczne* 2011, nr 11.
6. IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors, IEEE Std 738-1993, IEEE Standard Board 1993.
7. CIGRE, Paris, Guide for Thermal Rating Calculations of Overhead Lines, *Technical Brochure* 601, grudzień 2014.

Adam Babś

mgr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: a.babs@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej. Od wielu lat pracuje w Gdańskim Oddziale Instytutu Energetyki, kierując jednym z zakładów. Łącząc prace badawcze z praktyką inżynierską, nabył duże doświadczenie praktyczne, pracując jako realizator projektów z dziedziny automatyki energetycznej w wielu miejscach na świecie.

Od wielu lat publikuje artykuły na konferencjach krajowych i zagranicznych oraz bierze czynny udział w pracach grupy roboczej CIGRE. Jest członkiem Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, uczestnicząc w przygotowaniu norm związanych z komunikacją w energetyce. Autor i współautor kilkudziesięciu opracowań naukowo-badawczych, ok. 100 artykułów opublikowanych w literaturze technicznej krajowej i zagranicznej, a także współautor 4 patentów.

Obecnie jego zainteresowania zawodowe dotyczą wdrożeń w zakresie techniki fazorów synchronicznych, dynamicznej obciążalności linii przesyłowych oraz inteligentnych systemów pomiarowych.

Tomasz Samotyjak

dr inż.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

e-mail: t.samotyjak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej, ze specjalnością elektroenergetyka. Pracuje w Zakładzie Sterowania i Teleinformatyki Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk. Obszar jego zainteresowań obejmuje zagadnienia związane z teleinformatyką w energetyce i dynamiczną obciążalnością linii.