

# Analysis Methods of HTLS Conductors in Terms of Mechanical and Thermal Criteria

## Authors

Paweł Kubek  
Edward Siwy

## Keywords

increase the thermal rating of overhead lines, HTLS conductor, thermal, electrical and mechanical models of conductors

## Abstract

A thermal modernization allows increasing the thermal rating of the existing lines. This especially concerns the older overhead lines designed for the +40°C temperature conductor limit. This paper presents reconductoring as the attractive method of existing line thermal modernization. The article provides an overview of issues related to the selection of the HTLS conductor for thermal upgrading of existing overhead transmission lines. Some aspects related to the extension of the thermal, electrical and mechanical models used so far for analysis of HTLS conductors are presented in the paper.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013107**

## 1. Introduction

The grid infrastructure currently in operation in the NPS was built mostly over 30 years ago. The then engineering trends assumed a low working temperature limit of the phase conductors (typically 40° C). This assumption resulted in the use of low supporting structures, which in turn led to small distances of conductors to objects situated under overhead lines. Now in these lines, following increases in their loads, problems appear associated with their low thermal capacities. This concerns primarily 110 kV and 220 kV lines. No capacity related constrains appear presently in 400 kV transmission lines, since they utilize bundle conductors. The high load degree of 110 kV overhead lines (nearly 80%), and frequent line operations on the verge of current-carrying capacity, result in lost reserve capability in an emergency. The problems of insufficient grid capacity appear especially in the summer, and in conjunction with the failure rate of some current paths they can contribute to the development of large system failures. Due to these factors the intensified utilisation of the existing grid infrastructure's transmission capacity in Poland is becoming very important.

This article discusses issues related to the selection of HTLS conductors for thermal upgrading of existing overhead lines, transmission and 110 kV. Relevant line parameters are then the required current carrying capacity of the line after upgrade, and allowed conductor sag related to the standard distances to the ground and crossed objects. These parameters depend to a large extent on the conductor's design and its braid and core material. Basic thermal and mechanical models used so far for AFL conductors do not always suffice for required analysis, such as conductor design optimization. The article presents some selected aspects

related to the extension of the models for the purpose of low sag conductors' analysis. These aspects may also be relevant for real-time monitoring of overhead lines. Depending on the monitoring method and measured conductor parameters, it is necessary to use different models for determining the current carrying capacity of the line.

## 2. Conductor design optimization for line upgrading

Construction of a new line with larger size conductors or higher poles is expensive and can cause serious problems with obtaining the concerned land owners' consent. Even the construction of a new line on an existing line route plan often causes the same problems as the construction of a completely new line, and the completion of formalities is time-consuming and, in extreme cases, impossible. Also a line's long term outage makes the entire interconnected grid's operation and power supply of selected recipients very difficult.

A solution could be the line's overhaul to such an extent that the upgrade work can be performed „on call” without the need to acquire a building permit, which greatly reduces the formal – legal procedures. In Poland and in the world the view has been established, verified by the outcomes (technical and economic) so far, that the best solution is to thermally upgrade the existing lines with no significant changes in their design solutions (with no replacement of poles and foundations). This is enabled by high-temperature conductors offered by the world's leading manufacturers at competitive prices.

The selection and design optimization of conductors particularly suited for thermal upgrades varies from line to line, while

generally the sag's relation to conductor temperature is important. New conductors must be skilfully integrated into the existing line - poles, booms, lightning conductors, internal and external insulation clearances. For this reason, it is usually required that:

- the new conductor's outer diameter doesn't exceed that of the old conductor (because of intermediate and angle supports)
- the new conductor's basic tension does not exceed that of the old conductor (because of tension supports)
- distances to the ground and crossed objects are not less than those of the old conductors, and the coordination of phase and lightning conductors' sags is maintained
- the line is protected against Aeolian vibrations, possibly with active protection
- additionally, the corona phenomenon and electric field intensity are taken into consideration, and, therefore, the new conductor's diameter should not in practice be smaller than that of the old conductor (in the case of replacement of a conductor, the braid of which is made of round wires, with a segmental conductor, the diameter may be smaller, while maintaining the same field intensity around the conductor).

The optimal conductor selection consists in choosing the selected HTLS conductor's manufacturing technology, and then determining its design parameters. For bimaterial conductors, armour rod and core parameters are selected. Parameters may vary within a technology, depending on the choice of material. For example, a steel core's mechanical properties can be improved with the use of steel with increased strength. A braid can be made of an aluminium alloy with increased heat resistance. For a given conductor diameter, the relationship between the core and braid cross-sections is relevant, which governs the conductor's mechanical strength on the one hand, and its resistance on the other. Detailed definition of design parameters requires entering the number and diameter of individual wires for each layer of the conductor. In the case of TW (trapezoidal wire) type conductors these include: number of segments in the layer, its thickness, and any additional parameters such as, for example, the thickness of the oil-filled gap in a GAP type conductor. It should be noted, however, that once the core and braid cross sections ratio is determined, the other parameters to a large extent result from simple geometrical relationships, conditional on, among other factors, even distribution of wires in individual layers of their perimeters. Standard solutions concerning the wire diameter, number of wires in the layer, etc. are usually employed.

Given the above, components of the decision variables vector  $X$  in the optimization problem can be reduced to the following parameters:

- conductor engineering technology  $T$
- conductor type within its technology (segmental, with round wires)  $R$
- braid material thermal resistance class  $K_O$
- core strength class  $K_R$  (for steel cores)
- conductor outer diameter  $D$
- core and braid cross-sections ratio  $A_R/A_O$

This results in the vector of decision variables  $X$  in the form of:

$$X^T = [T, R, K_O, K_R, D, A_R/A_O]$$

The first four of these parameters can be included in the broad

definition of material and technological properties ( $TRK$ ). The outer diameter and cross-sectional relationship between the core and the braid strictly determine the conductor's geometric design. The decision variables vector can then be formulated as follows:

$$X^T = [TRK, D, A_R/A_O]$$

The basic criterion adopted in the design optimization of a conductor for overhead line upgrade should be that of the aggregated costs associated with the entire life cycle of the technical object, which is the upgraded line. The LCC (Life Cycle Costing) concept is a subject of increasing interest in many industries. This also applies to the power sector. The Polish standard [1] defines LCC as the total cost incurred throughout the life cycle of the product, facility, etc. As regards an upgraded line, it will formally include the groups of items associated with the reconductoring itself  $K_{wymr}$ , then with the line's operation  $K_{eks}$  and at the end of its life cycle with its liquidation or, possibly, re-upgrade  $K_{lik}$ .

Adopted constraints are mainly due to the line's required minimum current carrying capacity  $I_{dmin}$ , allowable sags related to acceptable distances  $Z_{dop}$  to the ground and crossed objects, and mechanical load limits of the conductors themselves and supporting structures in a variety of line operating conditions (usually expressed in the form of the conductors' allowable tension  $N_{dop}$ ). The latter depend mainly on the conductor's outer diameter (such as ice, wind load), and, therefore, they determine the conditions to be met by the conductor diameter due to mechanical stress. Another factor contributing to the conductor's allowable minimum outer diameter  $D_{min}$  is the corona. It is also clear that the conductor itself must have adequate mechanical strength ( $RTS$ ), ensured primarily by the appropriate core strength. Thus, it determines its minimum size. A conductor's mechanical strength is usually specified in relation to the applied basic tension  $N_{pod}$  in a given section, as the percentage  $k_{\%}$  of  $RTS$  that the basic tension may account for.

With the above assumptions and the adopted criterion, the conductor design optimization task may be formulated as follows:

$$\left. \begin{array}{l} \min LCC(\mathbf{X}), \\ \text{subject to constraints :} \\ I_d(\mathbf{X}) \geq I_{dmin}, \\ Z_{imax}(\mathbf{X}) \leq Z_{idop}, \quad \text{for all } i \in P \\ k_{\%}RTS(\mathbf{X}) \geq N_{jpod}, \\ N_{jmax}(\mathbf{X}) \leq N_{jdop}, \quad \text{for all } j \in S \\ D \geq D_{min}, \\ \text{additional conditions} \end{array} \right\} \quad (1)$$

where:

- $LCC$  – total costs associated with the upgraded line's life cycle
- $I_d$  – the line's current carrying capacity
- $Z_{imax}$  – maximum sag in the line's span  $i$
- $N_{jmax}$  – the conductors' maximum tension in the line's section  $j$
- $D$  – conductor diameter
- $S$  – set of the line's sections
- $P$  – set of the line's spans.

Often it is not necessary to check the conductor tension and sag related constraints in all spans (sections) of the line. This is the case where the line's critical spans (sections) can be identified. A critical span (section) is construed as a single span (section) in the line, where, in given weather conditions, the worst conditions (maximum sag, tension) from the point of view of the criterion prevail. It should be remembered, however, that with a change in these conditions a critical span (section) may be subject to shifts along the line. Critical spans (sections) may also vary depending on the employed technologies, and even the conductor's design parameters.

It should be noted that the condition relating to the required current carrying capacity can be given in the form of a complex function. This happens, for example, where the operator of the grid, in which the line is upgraded, uses dynamic thermal line rating. The current carrying capacity requirements normally result from the current and projected load, planned changes in the grid structure, connecting new users, etc. The current carrying capacity functions may vary in normal and emergency operating conditions of the grid. In practice, several current carrying capacity requirements are typically specified in certain weather conditions for normal and emergency operating regimes. Then the current carrying capacity constraint shall assume the following form:

$$I_{dw}(\mathbf{X}) \geq I_{dwmin} \text{ for every } w \in \mathbf{W}, \tag{2}$$

where:

$\mathbf{W}$  is a set of defined conditions, for which the line's required current carrying capacity is determined.

Also possible is another variant of the optimization task, whereby no specific current carrying capacity is required up front. Instead it is assumed that its maximization should be pursued. In such a case the optimization task (1) should be reformulated. The minimum current carrying capacity related constraint is then neglected, and yet another component is added to the cost criterion function. It can be considered as an added bonus, lowering the value of the criterion function, and resulting from the accomplished increase in the grid throughput. It can also be seen as a reflection of possible additional costs incurred by the grid operator due to the resulting lower current carrying capacity of the line in the optimum solution, as compared to the solution that gives the highest current carrying capacity. It then forms a kind of penalty function  $K_{dl}(X)$  for the resulting lower current carrying capacity of the line. The optimization task so modified assumes the following form:

$$\left. \begin{aligned} &\min LCC(\mathbf{X}) + K_{dl}(\mathbf{X}), \\ &\text{subject to constraints:} \\ &Z_{i\max}(\mathbf{X}) \leq Z_{i\text{dop}}, \quad \text{for all } i \in P \\ &k_{\%}RTS(\mathbf{X}) \geq N_{j\text{pod}}, \\ &N_{j\max}(\mathbf{X}) \leq N_{j\text{dop}}, \quad \text{for all } j \in S \\ &D \geq D_{\min}, \\ &\text{additional conditions} \end{aligned} \right\} \tag{3}$$

In practice, direct estimate of the additional costs or benefits obtained as a bonus can be difficult for the operator. But they can be presented in relation to other costs, such as capital expenditures. A reasonable approach seems to be, for example, to refer to the simple linear relationship between the current carrying capacity and the capital expenditures (the capacity's reduction by 10% would result in addition to the criterion function of an additional component of 10% of the capital expenditures).

### 3. Thermal and mechanical models used in the analyzes

Quantities appearing in the above specific optimization analyzes require application in relevant mechanical and thermal models' analyzes. Widely used models have certain limitations. Likewise in line monitoring. The use of well-known models for determining, for example, line load capacities, usually requires their modification.

#### 3.1. Thermal models

The overhead line conductor temperature calculation algorithm now commonly used in Europe has been published in a CIGRE report [2] and is based on real time measurement of wind speed and direction, air temperature, solar radiation and line current. This is a classic computational model for non-insulated conductors. It is described more comprehensively in [3, 4]. A similar model, producing very similar results, is used in the USA (IEEE Standard 738-1993.)

No wind speed spot measurement (e.g. anemometer on a pole) properly reflects the actual wind speed prevailing over the entire length of the section. The wind's speed as well as direction, due to it's variable nature impacted by turbulences, land surface profile, etc., vary from place to place throughout a section. It is, therefore, necessary to use a specific wind speed equivalent, which would properly account for the nature of a conductor's convection cooling. This can be determined according to the following procedure.

For conductor with diameter  $D$ , resistance  $R_{ac}$ , and current  $I_m$ , determined are, subsequently, heat dissipated in the conductor  $P_j$  (Joule heat):

$$P_j = I_m^2 \cdot R_{ac} \cdot [1 + \alpha(T_m - 20)] \tag{4}$$

heat output by radiation  $P_{pr}$ :

$$P_{pr} = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \delta_B \cdot [(T_{pm} + 273)^4 - (T_{ot} + 273)^4] \tag{5}$$

and heat output by convection  $P_k$  as

$$P_k = P_j + P_s - P_{pr} \tag{6}$$

where:  $T_{pm}$  is the measured temperature of the conductor. This allows determining the effectively equivalent speed of wind blowing perpendicular to the line, from the formula:

$$V_r = \frac{v}{\rho_r D} \cdot n \sqrt{\frac{P_k}{\pi \lambda_r (T_{pm} - T_{ot}) B_1}} \tag{7}$$

On the other hand, it should also be noted that, in theory, under certain  $P_k$  the equivalent wind speed may not be clearly determined. This is due to the choice of Reynolds number dependent coefficients  $B_1$  and  $n$ . In practice, however, such situations are rare. Besides, we usually know the approximate wind speed. Therefore, we also can explicitly select the correct value of  $V_r$ . For preset conductor temperature limit  $T_{gr}$  the current carrying capacity may now be determined.  $P_k$  and  $P_{pr}$  are subsequently determined by substituting in the formulas the set temperature limit as conductor temperature:

$$P_k = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_{gr} - T_{ot}) \cdot B_1 \left( \frac{\rho_r \cdot V_r \cdot D}{\nu} \right)^n \quad (8)$$

$$P_{pr} = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \delta_B \cdot [(T_{gr} + 273)^4 - (T_{ot} + 273)^4] \quad (9)$$

and then limit value  $P_j$  as:

$$P_j = P_k + P_{pr} - P_s \quad (10)$$

and consequently the admissible current carrying capacity:

$$I_d = \sqrt{\frac{P_k + P_{pr} - P_s}{R_{ac} \cdot [1 + \alpha(T_{gr} - 20)]}} \quad (11)$$

The above current carrying capacity calculation methodology assumes that solar radiation intensity  $P_s$  is known. In practice of overhead lines monitoring this value is not always measured directly. Often sun sensors are installed, in the form of an unloaded conductor model deployed along the line. Sensor temperature  $T_{NS}$  is then measured. Solar radiation intensity is measured by the increase in the sunlit, unloaded conductor stretch's temperature over the ambient temperature. In this case the methodology outlined above should be supplemented with a method to determine  $P_s$ . To determine this exactly, the sensor's interaction with a weather station set in the same place is necessary, such as support structure. The value of  $P_s$  may then be determined for a no current carrying conductor from the formula:

$$P_s = P_k + P_{pr} \quad (12)$$

where the values on the right side of the above equation are determined as:

$$P_k = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_{NS} - T_{ot}) \cdot Nu \quad (13)$$

$$P_{pr} = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \delta_B \cdot [(T_{NS} + 273)^4 - (T_{ot} + 273)^4] \quad (14)$$

where the Nusselt number is defined exactly for the speed and direction of wind at the measuring point. The method used by EPRI (Electric Power Research Institute) and commonly used in the USA, applies a practical simplification. Namely, it adopts the assumption that the conductor temperature rise caused by two factors - heating by current flow and solar radiation - can be treated separately. This allows eliminating  $P_s$  from the basic heat balance. The ambient temperature in all the equations is then replaced by  $T_{NS}$ . This is very convenient because it greatly reduces

the number of measurements necessary to determine the line's current carrying capacity. Only temperatures  $T_{pm}$  and  $T_{NS}$  and load current  $I_m$  are specified. It should be noted, however, that the presented capacity determination methodology faces serious limitation. Line capacity may be determined with reasonable accuracy only when during the measurements there is a sufficient difference between the conductor temperature  $T_{pm}$  and the ambient temperature  $T_{ot}$  ( $T_{NS}$  in the EPRI method). In practice, this means that the line must be relatively heavily loaded. According to these authors' experience the load current density must be at least 0.5 A/mm<sup>2</sup>. The current density recommended by EPRI is at least 1.0 A/mm<sup>2</sup>.

### 3.2. Mechanical models

All overhead line conductors are subjected to standard laboratory tests to determine their mechanical properties. One of the basic tests, a *stress-strain test*, is usually performed on a properly prepared conductor stretch (ended with tension clamps made of epoxy resin), approx. 12÷14 m long, in laboratory controlled temperature ( $T_{lab}$ ). The test of bimaterial conductors is performed for the entire conductor and its core, which allows determining separate stress-strain characteristics for its braid and core.

The tension and sag in a span may be changed by: an increase in the conductor weight due to icing and/or wind load, change in the conductor temperature, and plastic elongation of the conductor (mainly of its aluminium braid). Determining conductor tension and sag requires adopting a suitable calculation model, taking into account changes in the conductor length under the influence of each of these factors.

On the basis of the actual stress-strain characteristics a calculation model is developed for this purpose (Fig. 1), which accounts for these characteristics' basic features. A conductor has shape memory, i.e. it remembers the largest plastic elongation it has reached. Plastic strain results from fast settlement and fitting (adjustment) of braid and core wires under a large load ( $\varepsilon^{gs}$ ) and long-term creep ( $\varepsilon^{mc}$ ).

In Poland, as in most European countries, sags and tensions of conventional conductors (AL, AFL, AAL, etc.) are still calculated based on the simplest conductor strain model, called a linear elastic model [5]. A conductor is thereby modelled as a linear spring with the effective (resultant) elastic modulus  $E$  and the effective thermal elongation coefficient  $\alpha$ . All plastic elongations of a conductor are neglected. It is known that such a calculation model is appropriate only for the final characteristics of a conductor. For long and very long spans (transmission lines), this model is modified in order to take into account in the simplification the plastic strain, which is modelled by an equivalent increase in the conductor temperature. The model's essence remains unchanged, that is, it refers to the end of a conductor.

According to information contained in CIGRE Technical Brochure No. 324 [5], the most appropriate is the use of the EPE *experimental plastic elongation model*. A conductor is thereby modelled as a nonlinear spring, the linear strains  $\varepsilon^e$  and  $\varepsilon^t$  of which are a function of the tension and temperature, while the plastic strains  $\varepsilon^{gs}$  and  $\varepsilon^{mc}$  are a function of the tension ( $\varepsilon^{mc}$  is also a function of time). Braid and core strains are considered separately, and the

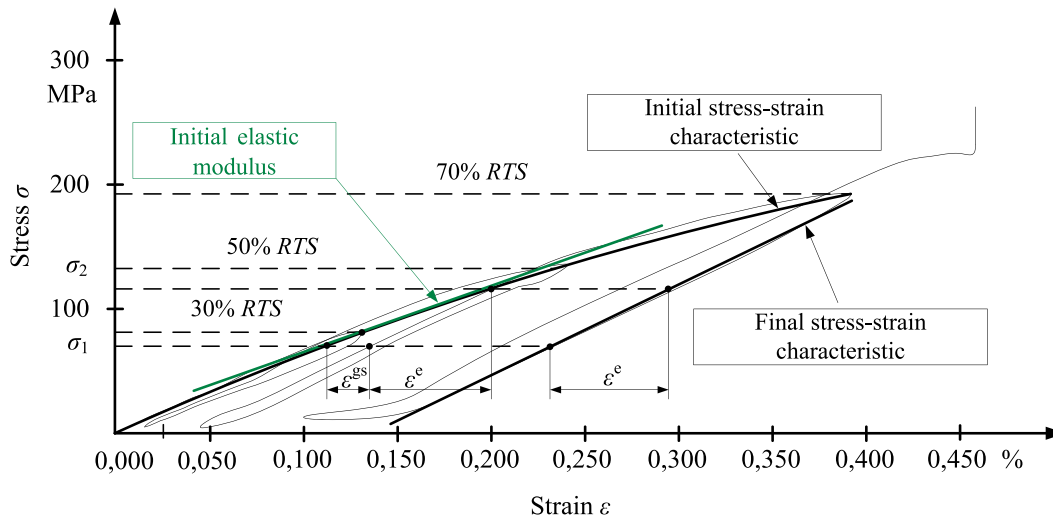


Fig. 1. Stress-strain test of bimaterial conductor

calculations are made for an assumed sequence of load events during the line's life cycle. The simplified method (*linear elastic model*) is allowed only for a small group of conductors with braids made of hard aluminium or Al-Mg-Si alloy, which feature low temperature in continuous operation and relatively low non-linearity of the initial characteristic. On a conductor's end characteristics reversible linear strains  $\epsilon^t$  and  $\epsilon^e$  occur, resulting from mechanical stress and temperature changes. Changes in conductor tension are determined from the solution of a simple equation that specifies the change in length  $L$  of a conductor suspended in a span with width  $a$ , which has the general form:

$$f(H_2) = L_2(H_2) - L_1 \cdot (1 + \epsilon^t)(1 + \epsilon^e) = 0 \quad (15)$$

and after using the formula for the length of the conductor arc in the span [3] the following specific form:

$$f(H_2) = \frac{2H_2}{w_2} \sinh\left(\frac{aw_2}{2H_2}\right) - \frac{2H_1}{w_1} \sinh\left(\frac{aw_1}{2H_1}\right) \cdot (1 + \epsilon^t)(1 + \epsilon^e) = 0 \quad (16)$$

In formula (16)  $H_1, H_2$  are horizontal components of the conductor tension before and after the change in working conditions, respectively, whereas  $w_1, w_2$  are resultant conductor loads per length unit, before and after the change in working conditions, respectively.

The conductor arc is longer than the span, as given by the formula:

$$L = a(1 + \lambda) \quad (17)$$

in which  $\lambda$  is relaxation (relative) of the conductor in the span. A change in the conductor's operating conditions alters the strain  $\epsilon$  and relaxation  $\lambda$ . Based on (15) the following equation may be formulated:

$$a(1 + \lambda_2) - a(1 + \lambda_1)(1 + \epsilon^t)(1 + \epsilon^e) = 0$$

out of which, after dividing by  $a$  and omitting components which are products of very small values, the following condition is obtained:

$$\epsilon^t + \epsilon^e = \epsilon_2 - \epsilon_1 \cong \lambda_2 - \lambda_1 \quad (18)$$

Thus, a change in the conductor's operating conditions affects the change in its strain from  $\epsilon_1$  to  $\epsilon_2$ , to which corresponds almost the same change in its relaxation in the span from  $\lambda_1$  to  $\lambda_2$ .

In bimaterial conductors the properties related to mechanical and thermal expansion differ for braid and core. In detailed analyses the above presented dependencies for conductor components should be considered. At an increase in a conductor's temperature its tension decreases. Relaxing the tension in the braid is especially quick, which elongates under heat more than the core. In the characteristic's knee point the braid tension reduces to zero. Also relevant from the point of view of the analyzes may be the temperature gradient inside the conductor. At high current densities, depending on the cooling conditions, and even of the conductor stress [6], the braid and core temperatures may differ significantly. The effect of the temperature gradient on the sag of example conductors is shown in Tab. 1. Values included in this table are marked as follows:  $T_A$  – conductor surface temperature,  $T_R$  – conductor axis temperature,  $f$  – conductor end sag,  $T_2$  – fictional conductor temperature, to which the calculated sag  $f$  corresponds.

### 3.3. Determination of power and energy losses in overhead lines

Assuming the load's symmetry, the instantaneous loss of power in a single circuit overhead line is calculated from the formula:

$$\Delta P(t) = 3 \cdot I^2(t) \cdot R_T(t) \quad (19)$$

Conductor type	T <sub>A</sub>	T <sub>R</sub>	f	T' <sub>2</sub>
	°C	°C	m	°C
ACCC/TW Warsaw-3 2010	35.0	35.0	8.79	35.0
		40.0	8.79	35.1
		45.0	8.80	35.1
		50.0	8.80	35.2
		55.0	8.81	35.4
		60.0	8.81	35.5
		65.0	8.81	35.5
ACSS Condor UMS	39.0	39.0	8.76	39.0
		44.0	8.80	40.0
		49.0	8.84	41.0
		54.0	8.88	42.0
		59.0	8.91	42.8
		64.0	8.96	43.8
		69.0	9.00	44.9
ACCR Condor 800 T13	70.0	70.0	9.18	70.0
		75.0	9.2	70.6
		80.0	9.23	71.4
		85.0	9.25	72.0
		90.0	9.27	72.6
		95.0	9.3	73.2
		100.0	9.32	73.9

Tab. 1. Effect of temperature gradient on end sag of three selected HTLS conductors. Basic tension 46750 N, span 300 m

where:

$R_T$  is the conductor resistance at operating temperature  $T$  in °C:

$$R_T(t) = R_{20} [1 + \alpha_R (T(t) - 20)] \quad (20)$$

The conductor's actual temperature, and thus also its resistance (linearly dependent on temperature), is strongly, and in a complex manner, dependent on its load current and the weather conditions that prevail along the line.

Both the load current and, above all, the weather conditions (especially wind) constantly change over time. For this reason, energy losses in a transmission line should be calculated from the formula:

$$\Delta E = 3 \cdot \int_0^{T_r} I^2(t) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T(t) - 20)] dt \quad (21)$$

where:

$T_r$  is the period in which the losses are determined.

In practice, often small time periods are dealt with, for which it can be assumed that the load current, and weather conditions (and thus the conductor temperature) are constant. The energy loss is then defined as:

$$\Delta E = 3 \cdot \sum_k I^2(k) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T(k) - 20)] \quad (22)$$

where:

$k$  is the number of time intervals during  $T_r$ .

Determining the energy loss from the above formulas may in practice be cumbersome. It requires a simulation of the line operation under varying loads and varying weather conditions. Also, statistical parameters may be used. In this case it is necessary to know the average  $I_{sr}$  of the load current's statistical variation coefficient  $n_l$ , and the average of the actual conductor temperature  $T_{sr}$  (obtained, for instance, from line monitoring). The energy loss is then defined as:

$$\Delta E = 3 \cdot I_{sr}^2 (1 + \nu_l^2) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T_{sr} - 20)] \quad (23)$$

It should be noted that for the estimation of losses in lines, the average load current is often used, as well as the catalogue (basic) conductor resistance. This can lead to significant errors in the loss estimate.

#### 4. Examples of thermal upgrades of domestic HV lines using new generation conductors

In Tab. 2 basic parameters are specified of the HTLS conductors selected as substitutes for AFL-6 185 mm<sup>2</sup> and AFL-8 400 mm<sup>2</sup> wires, commonly used in domestic 110 kV and 220 kV lines. In recent years, according to the knowledge these authors, upgrade efforts were made by some domestic distribution grid operators and the transmission grid operator. Until now, conductors have been replaced in a few 220 kV and a dozen or so 110 kV lines. Example thermal upgrades of selected 110 kV and 220 kV lines are reported later in this article. The main objective of the 110 kV line upgrade was to obtain the maximum current carrying capacity of the line, while maintaining the distance to the ground and crossed objects equal to or greater than that of the existing aluminium - steel conductor. The effects obtained by reconductoring the selected 110 kV lines are shown in Tab. 3. Each of the proposed low sag conductors ensures a high current-carrying capacity over 613 A, i.e. the static ampacity of an AFL-6 240 mm<sup>2</sup> conductor at +80°C. In Tab. 3 the maximum operating temperatures of conductor are specified and the corresponding maximum current carrying capacities, at which the sag of each proposed low sag conductor is less than the sag of AFL-6 185 mm<sup>2</sup> conductor at +40°C, as well as after fitting the AFL wired line to the operation at +60°C and +80°C. Sags of the proposed HTLS conductors ensure maintaining the required normative distances to objects below the line without the need to elevate the existing support structures.

For the selected 220 kV line, the transmission system operator defined the minimum required current carrying capacity at 1230 A in the summer, which should be accomplished by the line's upgrade. In Tab. 4 temperatures of the four proposed low sag conductors at the imposed current carrying capacity are shown. The table also contains the conductors' maximum operating temperatures and maximum current carrying capacities obtainable without exceeding the existing conductor sag at

Conductor type	Overall cross-section	Diameter	Weight	Breaking force RTS	Resistance R <sub>20DC</sub>
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	kN	Ω/km
110 kV lines					
AFL-6 185 mm <sup>2</sup>	215.50	19.20	0.759	65.71	0.1593
ACSS/TW Linnet hs 285	198.06	16.74	0.6866	64.05	0.1608
ACCR Linnet	200.00	18.39	0.5729	61.83	0.1596
ACCC/TW Linnet	245.87	18.29	0.6533	72.50	0.1289
GTACSR 190	207.60	17.80	0.7004	62.60	0.1591
220 kV lines					
AFL-8 400 mm <sup>2</sup>	460.40	27.90	1.55	124.57	0.0718
ACSS Condor UMS	454.77	27.74	1.52	121.40	0.0686
ACCR Condor 800-T13	458.00	27.80	1.31	125.88	0.0690
ACCC/TW Warsaw-3 -2010	574.84	27.71	1.54	159.25	0.0545
GTACSR 370	447.61	27.30	1.67	179.50	0.0798

Tab. 2. Parameters of low-sag conductors selected as substitutes for AFL conductors used in domestic HV lines

Conductor type	Temperature at acceptable sag	Current carrying capacity at acceptable sag
AFL-6 185 mm <sup>2</sup>	40°C	132 A
	60°C	392 A
	80°C	525 A
ACSS/TW Linnet hs 285	110°C	645 A
	145°C	761 A
	185°C	866 A
ACCR Linnet	110°C	663 A
	170°C	855 A
	210°C	954 A
ACCC/TW Linnet	180°C	983 A
GTACSR 190	120°C	697 A
	160°C	822 A
	200°C	925 A

Tab. 3. Comparison of line capacity increase options by use of HTLS conductors in 110 kV lines vs. AFL-6 185 mm<sup>2</sup> conductor

+60° C. For example, ACCR Condor 800 -T13 conductor in the set conditions (load current 1230 A) will operate at +130°C, while its maximum operating temperature (without exceeding the sag of the existing AFL conductor) in the analyzed line is +210°C, thus ensuring the current capacity at 1613 A.

In the above examples the conductors' long term ampacity was determined under the assumption of absorptivity and emissivity coefficient  $\epsilon = 0.5$  for forced convection, at wind speed perpendicular to the line  $v = 0.5$  m/s. The calculations were made for ambient temperature  $T_{ot} = 30^\circ\text{C}$  and solar radiation  $Q_{st} = 1000$  W/m<sup>2</sup> (summer).

In order to determine and compare the losses after the reconductoring, a simulation of the sample line's operation in actual weather conditions was made. The simulation was made in the winter for actual and recorded line loads. The conductor temper-

Conductor type	Conductor temperature	Current carrying capacity	Maximum operating temperature limit	Maximum current carrying capacity
AFL-8 400 mm <sup>2</sup>	60°C	629 A	60°C	629 A
ACSS Condor UMS	130°C	1230 A	175°C	1465 A
ACCR Condor 800-T13	130°C		210°C	1613 A
ACCC/TW Warsaw-3 -2010	140°C		180°C	1667 A
GTACSR 370	110°C		155°C	1293 A

Tab. 4. Comparison of line capacity increase options by use of HTLS conductors in 220 kV lines vs. AFL-8 400 mm<sup>2</sup> conductor, with sag at +60°C

Energy losses	MWh/ month	%
Existing conductors	724	100.0
AFL-8 525 mm <sup>2</sup>	501	69.2
ACSS Condor UMS	612	84.5
ACCR Condor 800-T13	616	85.1
G(Z)TACSR 370	715	98.8
ACCC/TW Warsaw-3 -2010	485	67.0

Tab. 5. Energy losses determined based on stimulation of the line operation in actual weather conditions

atures were determined in each time interval (half-hourly averaging was adopted) for every span of the line. They depend on the actual load current, and the actual ambient temperature, sunlight, wind speed and direction in relation to the line span. Weather parameters were determined based on indications

of meteorological stations located near the line. The average ambient temperature in the analysed period was approximately 0°C, average wind speed ca. 3 m/s, at the line's average registered load current ca. 300 A. The calculation results in the form of transmission energy losses during an average winter month and their relative values referred to the losses in the existing conductors are presented in Tab. 5.

## 5. Summary

At present, many domestic 110 kV grid operators and the transmission grid operator are preparing critical sections of overhead lines for thermal upgrades. As shown by experience, overhead lines can be thermally upgraded in a short time (ca. 1 month) by reconductoring with HTLS conductors, the braid and core of which is built using new materials. Uprating by replacing the existing aluminium - steel conductors with low sag conductors is usually not feasible with either elevation, or reinforcement of the support structures.

At the engineering stage one problem is the appropriate conductor selection. Conductors should always be selected individually for a specific line upgrade, using appropriate thermal and mechanical models.

Examples presented in this article indicate the considerable potential for increasing current carrying capacities without replacing the existing grid infrastructure. It should be noted, however, that in most cases the catalogue HTLS conductor capacity cannot be fully utilised due to allowable conductor sag related constraints. This especially concerns the line's selected critical spans.

## REFERENCES

1. PN-EN 60300-3-3:2006 Dependability Management. Application Guide. Life Cycle Costing.

2. Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure No. 207. Working Group 22.12 CIGRE Paris 2002 (ELECTRA No. 203, August 2002).
3. Żmuda K., Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze [Electric power transmission and distribution systems], Politechnika Śląska Publishers, Gliwice 2012.
4. Żmuda K., Siwy E., Nowe metody obliczania przewodów linii napowietrznych pod względem mechanicznym i cieplnym. Nowe rodzaje przewodów [New methods for mechanical and thermal calculations of overhead line conductors. New conductor types] [in:] Bartodziej G., Tomaszewski M. (editors.), Problemy rozległych awarii sieci elektroenergetycznych [Problems of extensive failures in power grids], „Nowa Energia” Publishers, Racibórz 2010.
5. Sag-tension methods of overhead lines. Technical Brochure No. 324. Task force B2.12.3 CIGRE (ELECTRA No. 232, June 2007).
6. Clairmont B. et al., Radial and longitudinal temperature gradients in bare stranded conductors with high current densities. CIGRE 2012, Paris, B2-108.
7. Kubek P., Siwy E., Żmuda K., Eliminacja ograniczeń przesyłowych w ciągach liniowych 110÷220 kV przy wykorzystaniu przewodów niskozwisowych [Elimination of transmission constraints in 110 ÷ 220 kV line sequences using low sag conductors], Conference SIECI 2012.
8. Siwy E., Żmuda K., Paszek G., Zwiększenie możliwości przesyłowych linii napowietrznych SN i WN poprzez modernizację termiczną linii [Increase of transmission capacity of MV and HV overhead lines by their thermal upgrading], Conference KABEL 2008.
9. Siwy E., Żmuda K., Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych 110 kV [Increase of transmission capacity of the existing 110 kV overhead lines], Przegląd Elektrotechniczny 2006, No. 9.
10. Kubek P., Siwy E., Żmuda K., Likwidacja ograniczeń przesyłowych ważnym problemem na polskim rynku energii [Transmission constraints elimination as an important problem on the Polish energy market], Conference Rynek Energii 2011.

## Paweł Kubek

Silesian University of Technology in Gliwice

e-mail: pawel.kubek@polsl.pl

PhD student at the Institute of Power Engineering and Systems Control, the Silesian University of Technology. Research interests: overhead line transmission capacity, monitoring of grid elements' current carrying capacity, transmission line upgrades.

## Edward Siwy

Silesian University of Technology in Gliwice

e-mail: edward.siwy@polsl.pl

Assistant Professor at the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology, specialization: power engineering. Research interests: transmission and distribution grids, distributed generation.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 75–82. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Metody analizy przewodów HTLS pod względem mechanicznym i cieplnym

### Autorzy

Paweł Kubek  
Edward Siwy

### Słowa kluczowe

modernizacja termiczna linii napowietrznych, przewody HTLS, ciepłe, elektryczne i mechaniczne modele przewodów

### Streszczenie

Problem niskiej przepustowości termicznej dotyczy głównie starych linii napowietrznych, zaprojektowanych dla temperatury granicznej roboczej +40°C. W artykule przedstawiono efekty uzyskane wskutek wymiany tradycyjnych przewodów AFL na przewody HTLS w wybranych liniach WN. Artykuł zawiera przegląd zagadnień związanych z doborem odpowiedniego przewodu HTLS, nadającego się do zastąpienia przewodu istniejącego. Zaprezentowano także wybrane aspekty związane z rozszerzeniem modeli mechanicznych, cieplnych i elektrycznych stosowanych dotychczas na potrzeby analiz przewodów niskozwisowych.

### 1. Wprowadzenie

Infrastruktura sieciowa eksploatowana obecnie w KSE wybudowana została w większości przed ponad 30 laty. Ówczesne tendencje projektowe zakładały niewielką temperaturę graniczną roboczą przewodów fazowych (zwykle +40°C). Powyższe założenie skutkowało zastosowaniem niskich konstrukcji wsporczych, co z kolei prowadziło do uzyskania niewielkich odległości przewodów roboczych do obiektów znajdujących się w przestrzeni pod linią napowietrzną. Obecnie w liniach tych, po zwiększeniu ich obciążenia, pojawiają się problemy związane z niską przepustowością termiczną. Sytuacja ta dotyczy przede wszystkim linii 110 i 220 kV. W liniach przesyłowych 400 kV nie pojawiają się obecnie ograniczenia związane z przepustowością termiczną, ponieważ zastosowano w nich przewody wiązkowe. Wysoki stopień obciążenia linii napowietrznych w sieci 110 kV (bliski 80%), a często praca linii na granicy dopuszczalnej obciążalności prądowej, powodują utratę możliwości rezerwowania w stanach awaryjnych. Problemy niedostatecznej zdolności przesyłowej sieci pojawiają się szczególnie latem, a w połączeniu z awaryjnością niektórych torów prądowych mogą przyczynić się do powstania rozległych awarii systemowych. Powyższe czynniki sprawiają, że intensyfikacja wykorzystania zdolności przesyłowych istniejącej infrastruktury sieciowej w naszym kraju staje się bardzo ważna.

Artykuł zawiera omówienie zagadnień związanych z doborem przewodu HTLS pod kątem modernizacji termicznej istniejących linii napowietrznych, przesyłowych i 110 kV. Istotnymi parametrami linii są wtedy: wymagana obciążalność prądowa linii po modernizacji oraz dopuszczalny zwis przewodu związany z normatywnymi odległościami do ziemi i krzyżowanych obiektów. Wielkości te zależą w dużej mierze od konstrukcji przewodu i parametrów materiałowych oplotu i rdzenia. W wymaganych analizach, np. przy

optymalizacji konstrukcji przewodu, nie zawsze wystarczające są podstawowe modele cieplne i mechaniczne stosowane do tej pory w przypadku przewodów AFL. W artykule przedstawione zostaną wybrane aspekty związane z rozszerzeniem stosowanych modeli na potrzeby analiz przewodów niskozwisowych. Aspekty te mogą również być istotne przy zastosowaniu bezpośredniego monitoringu linii napowietrznych. W zależności od metody monitoringu i mierzonych parametrów przewodu konieczne jest stosowanie różnych modeli do określenia bieżącej obciążalności linii.

### 2. Optymalizacja konstrukcji przewodu dla modernizowanej linii

Budowa nowych linii z przewodami o większym przekroju przewodów lub z wyższymi słupami jest kosztowna oraz stwarza poważne problemy z uzyskaniem zgody właścicieli gruntów w pasie linii. Nawet budowa nowej linii na planie trasy linii istniejącej powoduje często takie same problemy, jak budowa linii całkowicie nowej, zaś dopełnienie formalności jest czasochłonne, a w skrajnych przypadkach niemożliwe. Długotrwałe wyłączenie linii także stwarza duże utrudnienie w pracy całej połączonej sieci oraz w zasilaniu wybranych odbiorców.

Rozwiązaniem problemu może być remont linii w takim zakresie, aby prace modernizacyjne mogły być wykonywane na „złożenie” bez potrzeby uzyskania pozwolenia na budowę, co w znacznym stopniu ogranicza procedury formalnoprawne. W Polsce i na świecie ugruntował się obecnie pogląd, potwierdzony uzyskanymi dotychczas wynikami (technicznymi i ekonomicznymi), że najlepszym rozwiązaniem jest modernizacja termiczna istniejących linii, wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii (bez wymiany słupów i fundamentów). Umożliwiają to przewody wysokotemperaturowe, oferowane przez światowych producentów po konkurencyjnych cenach.

Proces selekcji i optymalizacji konstrukcji

przewodów nadających się szczególnie do modernizacji termicznej jest zróżnicowany dla każdej linii, przy czym na ogół ważną rolę odgrywa w nim zwis w funkcji temperatury przewodu. Nowe przewody należy umiejętnie wkomponować w istniejącą linię – słupy, wysięgniki, przewody odgromowe, odstępy izolacyjne wewnętrzne i zewnętrzne. Z tego powodu zwykle wymaga się aby:

- średnica zewnętrzna przewodu nie była większa od średnicy starego przewodu (ze względu na słupy przelotowe i narożne)
- naciąg podstawowy przewodu nie przekraczał naciągu starego przewodu (ze względu na słupy mocne)
- odstępy do ziemi i do krzyżowanych obiektów były nie mniejsze niż przy starych przewodach
- zachować koordynację zwisów przewodów roboczych i odgromowych
- zapewnić ochronę linii przed drganiami eolowymi, ewentualnie stosując ochronę czynną
- dodatkowo uwzględnić zjawisko ulotu oraz natężenie pola elektrycznego; z tego względu średnica nowego przewodu nie powinna być praktycznie mniejsza od średnicy starego przewodu (w przypadku zastępowania przewodu, którego oplot wykonany jest z drutów okrągłych, przewodem sektorowym średnica może być mniejsza, przy zachowaniu tych samych wartości natężenia pola wokół przewodu).

Optymalny dobór przewodu polega na wyborze technologii, w jakiej będzie wykonany dobierany przewód HTLS, a następnie określeniu jego parametrów konstrukcyjnych. Dla przewodów bimateriałowych dobiera się parametry rdzenia oraz oplotu. W ramach danej technologii możliwe jest zróżnicowanie parametrów w zależności od wyboru materiału. Przykładowo dla rdzeni stalowych istnieje możliwość polepszenia własności mechanicznych

przy wykorzystaniu stali o zwiększonej wytrzymałości. Oplot może być wykonany ze stopu aluminium o zwiększonej wytrzymałości termicznej. Dla określonej średnicy przewodu istotna jest relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu decydująca z jednej strony o wytrzymałości mechanicznej, a z drugiej o uzyskanej rezystancji przewodu. Szczegółowe określenie parametrów konstrukcyjnych wymaga podania liczby i średnicy poszczególnych drutów dla każdej warstwy przewodu. W przypadku przewodów typu TW (sektorowych) są to: liczba sektorów w warstwie, jej grubość oraz ewentualne parametry dodatkowe, np. grubość szczeliny wypełnionej smarem w przewodach typu GAP. Należy jednak podkreślić, że po określeniu stosunku przekroju rdzenia i oplotu pozostałe parametry wynikają w dużym stopniu z prostych zależności geometrycznych, uwarunkowanych m.in. równomiernym rozłożeniem drutów w poszczególnych warstwach na obwodzie. Korzysta się przy tym zwykle ze standardowych rozwiązań dotyczących średnicy drutu, liczby drutów w warstwie itp.

Biorąc powyższe pod uwagę, składowe wektora zmiennych decyzyjnych  $X$  w problemie optymalizacji można ograniczyć do następujących parametrów:

- technologia budowy przewodu  $T$
- rodzaj przewodu w danej technologii (sektorowy, z drutami okrągłymi)  $R$
- klasa wytrzymałości termicznej materiału oplotu  $K_O$
- klasa wytrzymałości mechanicznej rdzenia  $K_R$  (dla rdzeni stalowych)
- średnica zewnętrzna przewodu  $D$
- relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu  $A_R/A_O$ .

Daje to w konsekwencji wektor zmiennych decyzyjnych  $X$  w postaci:

$$X^T = [T, R, K_O, K_R, D, A_R/A_O]$$

Pierwsze cztery z wymienionych parametrów można zaliczyć do szeroko rozumianych właściwości materiałowych i technologicznych (TRK). Natomiast średnica zewnętrzna oraz relacja pomiędzy przekrojem rdzenia i oplotu decyduje ściśle o geometrycznej konstrukcji przewodu. Wektor zmiennych decyzyjnych można wtedy podać w postaci:

$$X^T = [TRK, D, A_R/A_O]$$

Podstawowym kryterium, przyjmowanym w optymalizacji konstrukcji przewodu do modernizowanej linii napowietrznej, powinno być kryterium sumarycznych kosztów związanych z całym cyklem życia obiektu technicznego, jakim jest modernizowana linia. Koncepcja szacowania kosztu cyklu życia LCC (ang. Life Cycle Costing) jest przedmiotem coraz szerszego zainteresowania w wielu gałęziach przemysłu. Dotyczy to również energetyki. Polska norma [1] definiuje LCC jako łączny koszt ponoszony w cyklu życia wyrobu, obiektu itp. W przypadku modernizowanej linii formalnie będzie on obejmował grupy składników związane z samą wymianą przewodów  $K_{wym}$ , następnie eksploatacją linii  $K_{eks}$  oraz na zakończenie cyklu życia

likwidacją lub ewentualnie ponowną modernizacją linii  $K_{lik}$ .

Przyjmowane ograniczenia wynikają przede wszystkim z wymaganej minimalnej obciążalności linii  $I_{dmin}$ , dopuszczalnych zwisów związanych z dopuszczalnymi odległościami  $Z_{dop}$  do ziemi i krzyżowanych obiektów oraz dopuszczalnych obciążeń mechanicznych samych przewodów i konstrukcji wsporczych w różnych warunkach pracy linii (wyrażone najczęściej w postaci dopuszczalnego naciągu przewodów  $N_{dop}$ ). Te ostatnie zależą w głównym stopniu od średnicy zewnętrznej przewodu (m.in. oblodzenie, obciążenia wiatrowe), determinują więc warunki, jakie musi spełniać średnica przewodu ze względu na obciążenia mechaniczne. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na dopuszczalną minimalną średnicę zewnętrzną przewodu  $D_{min}$  jest ulot. Oczywiście jest również to, że sam przewód musi mieć odpowiedni poziom wytrzymałości mechanicznej (RTS), zapewniany przede wszystkim przez odpowiednią wytrzymałość rdzenia. Determinuje ona więc minimalne jego wymiary. Wytrzymałość mechaniczną przewodu podaje się zwykle w relacji do zastosowanego naciągu podstawowego  $N_{pod}$  w danej sekcji odciągowej, podając, jaki procent  $k_{\%}$  wartości RTS może stanowić naciąg podstawowy.

Przy podanych wyżej założeniach i przyjętym kryterium zadanie optymalizacji konstrukcji przewodu można sformułować następująco:

$$\begin{aligned} & \min LCC(\mathbf{X}) \\ & \text{przy ograniczeniach:} \\ & I_d(\mathbf{X}) \geq I_{dmin}, \\ & Z_{imax}(\mathbf{X}) \leq Z_{idop}, \quad \text{dla wszystkich } i \in P \\ & k_{\%}RTS(\mathbf{X}) \geq N_{jpod}, \\ & N_{jmax}(\mathbf{X}) \leq N_{jdop}, \quad \text{dla wszystkich } j \in S \\ & D \geq D_{min}, \\ & \text{warunki dodatkowe} \end{aligned} \quad (1)$$

gdzie:

- $LCC$  – sumaryczne koszty związane z cyklem życia modernizowanej linii,
- $I_d$  – obciążalność prądowa linii,
- $Z_{imax}$  – maksymalny zwis w  $i$ -tym przęśle linii,
- $N_{jmax}$  – maksymalny naciąg przewodów w  $j$ -tej sekcji linii,
- $D$  – średnica przewodu,
- $S$  – zbiór sekcji odciągowych w linii,
- $P$  – zbiór przęseł w linii.

Często nie jest konieczne sprawdzanie ograniczeń związanych z naciągiem i zwisem przewodu we wszystkich przęsłach (sekcjach) linii. Ma to miejsce wtedy, gdy można wskazać w linii przęsła (sekcje) krytyczne. Przęsło (sekcję) krytyczne rozumie się jako pojedyncze przęsło (sekcję) w linii, w którym występują najgorsze warunki (maksymalny zwis, naciąg) z punktu widzenia danego kryterium, w danych warunkach pogodowych. Należy jednak pamiętać, że wraz ze zmianą tych warunków przęsło (sekcja) krytyczne może ulegać przesunięciom wzdłuż trasy linii. Przęsła (sekcje) krytyczne mogą różnić się

także w zależności od zastosowanych technologii, a nawet parametrów konstrukcyjnych przewodu.

Należy zwrócić uwagę, że warunek związany z wymaganą obciążalnością prądową może być podany w złożonej postaci funkcyjnej. Dzieje się tak przykładowo w przypadku wykorzystywania quasi-dynamicznej obciążalności termicznej przez operatora sieci, w której dokonujemy modernizacji linii. Wymagania dotyczące obciążalności wynikają zwykle z aktualnego i prognozowanego obciążenia, planowanych zmian w strukturze sieciowej, przyłączania nowych użytkowników itp. Funkcja określająca obciążalność może być różna w normalnych i awaryjnych stanach pracy sieci. W praktyce podaje się najczęściej kilka wartości wymaganej obciążalności w określonych warunkach pogodowych dla stanów normalnych i awaryjnych. Ograniczenie związane z wymaganą obciążalnością prądową przyjmuje wtedy postać:

$$I_{dw}(\mathbf{X}) \geq I_{dmin} \quad \text{dla każdego } w \in W, \quad (2)$$

gdzie:

$W$  jest zbiorem zdefiniowanych warunków, dla których wyznaczana jest wymagana obciążalność linii.

Możliwy jest również wariant zadania optymalizacyjnego, w którym nie określa się z góry wymaganej konkretnej obciążalności prądowej. Zakłada się natomiast, że należy dążyć do jej maksymalizacji. Formułę zadania optymalizacyjnego (1) należy w tym przypadku zmodyfikować. Rezygnuje się wtedy z warunku ograniczającego, związanego z wymaganą minimalną obciążalnością prądową, natomiast do kosztowej funkcji kryterialnej wprowadza się dodatkowy składnik. Może być on traktowany jako dodatkowy bonus, obniżający wartość funkcji kryterialnej, wynikający z uzyskanej większej przepustowości sieci. Można go również traktować jako odzwierciedlenie ewentualnych kosztów dodatkowych ponoszonych przez operatora sieci ze względu na uzyskaną niższą obciążalność linii w rozwiązaniu optymalnym, w porównaniu z rozwiązaniem dającym największą obciążalność prądową. Ma on wtedy postać swoistej funkcji kary  $K_{dl}(X)$  za uzyskaną mniejszą obciążalność linii. Tak zmodyfikowane zadanie optymalizacyjne ma postać:

$$\begin{aligned} & \min LCC(\mathbf{X}) + K_{dl}(\mathbf{X}), \\ & \text{przy ograniczeniach:} \\ & Z_{imax}(\mathbf{X}) \leq Z_{idop}, \quad \text{dla wszystkich } i \in P \\ & k_{\%}RTS(\mathbf{X}) \geq N_{jpod}, \\ & N_{jmax}(\mathbf{X}) \leq N_{jdop}, \quad \text{dla wszystkich } j \in S \\ & D \geq D_{min}, \\ & \text{warunki dodatkowe} \end{aligned} \quad (3)$$

W praktyce bezpośrednia wycena kosztów dodatkowych lub uzyskanych korzyści w postaci bonusu może być dla operatora trudna. Można je natomiast przedstawić w relacji do innych kosztów, np. inwestycyjnych. Racjonalnym podejściem wydaje

się przykładowo wykorzystanie prostej zależności liniowej pomiędzy obciążalnością prądową a kosztami inwestycyjnymi (zmniejszenie obciążalności o 10% powodowałoby wprowadzenie do funkcji kryterialnej dodatkowego składnika na poziomie 10% kosztów inwestycyjnych).

### 3. Modele cieplne i mechaniczne wykorzystywane w analizach

Wielkości występujące w przedstawionym powyżej zadaniu optymalizacyjnym wymagają zastosowania w analizach odpowiednich modeli cieplnych i mechanicznych. Stosowane powszechnie modele mają określone ograniczenia. Podobnie jest w przypadku monitorowania linii. Zastosowanie znanych modeli do wyznaczania np. obciążalności linii wymaga zwykle ich modyfikacji.

#### 3.1. Modele cieplne

Powszechnie stosowany obecnie w Europie algorytm obliczeń temperatury przewodu w linii napowietrznej jest podany w raporcie CIGRÉ [2] i opiera się na zmierzonych w czasie rzeczywistym wartościach prędkości i kierunku wiatru, temperatury powietrza, promieniowania słonecznego oraz prądu obciążenia linii. Jest to klasyczny model obliczeniowy dla przewodów niez izolowanych. Opisano go szerzej m.in. w [3, 4]. Podobny model, dający bardzo zbliżone wyniki obliczeń, jest stosowany w USA (IEEE Standard 738-1993).

Zmierzona punktowo (np. anemometrem na słupie) prędkość wiatru nie odzwierciedla w prawidłowy sposób rzeczywistej prędkości wiatru panującej na całej długości sekcji. Ze względu na zmienny charakter wiatru, spowodowany turbulencjami, ukształtowaniem powierzchni terenu itp., prędkość wiatru, jak i jego kierunek, są różne w różnych miejscach sekcji odciągowej. Należy więc korzystać z określonej równoważnej prędkości wiatru, która oddawałaby w prawidłowy sposób naturę chłodzenia konwekcyjnego przewodu. Można ją wyznaczyć według poniższej procedury.

Dla przewodu o średnicy  $D$  i rezystancji  $R_{ac}$ , obciążonego danym prądem  $I_m$ , wyznacza się kolejno moc cieplną wydzielaną w przewodzie  $P_j$  (ciepło Joule'a):

$$P_j = I_m^2 \cdot R_{ac} \cdot [1 + \alpha (T_m - 20)] \quad (4)$$

moc cieplną oddawaną przez promieniowanie  $P_{pr}$ :

$$P_{pr} = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \delta_B \cdot [(T_{pm} + 273)^4 - (T_{ot} + 273)^4] \quad (5)$$

a następnie moc cieplną oddawaną przez konwekcję  $P_k$  jako

$$P_k = P_j + P_s - P_{pr} \quad (6)$$

gdzie:  $T_{pm}$  jest zmierzoną wartością temperatury tego przewodu.

Pozwala to wyznaczyć w efekcie równoważną prędkość wiatru wiejącego prostopadle do linii z zależności:

$$V_r = \frac{v}{\rho_r D} \cdot \eta \sqrt{\frac{P_k}{\pi \lambda_f (T_{pm} - T_{ot}) B_1}} \quad (7)$$

Z drugiej strony należy też zwrócić uwagę, że teoretycznie, przy pewnych wartościach  $P_k$ , wyznaczenie prędkości równoważnej może nie być jednoznaczne. Wiąże się to z doбором współczynników  $B_1$  i  $n$  zależnych od wartości liczby Reynoldsa. Praktycznie jednak takie sytuacje występują rzadko. Poza tym znamy na ogół przybliżoną wartość prędkości wiatru. Możemy więc również w sposób jednoznaczny wybrać prawidłową wartość  $V_r$ .

Dla zadanej dopuszczalnej temperatury granicznej przewodów  $T_{gr}$ , można teraz określić dopuszczalną obciążalność prądową. Wyznacza się kolejno  $P_k$  i  $P_{pr}$ , wstawiając we wzorach zadaną temperaturę dopuszczalną jako temperaturę przewodu:

$$P_k = \pi \cdot \lambda_f (T_{gr} - T_{ot}) \cdot B_1 \left( \frac{\rho_r \cdot V_r \cdot D}{v} \right)^n \quad (8)$$

$$P_{pr} = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \delta_B \cdot [(T_{gr} + 273)^4 - (T_{ot} + 273)^4] \quad (9)$$

a następnie dopuszczalną wartość  $P_j$  jako:

$$P_j = P_k + P_p - P_s \quad (10)$$

i w konsekwencji dopuszczalną obciążalność prądową:

$$I_d = \sqrt{\frac{P_k + P_{pr} - P_s}{R_{ac} \cdot [1 + \alpha (T_{gr} - 20)]}} \quad (11)$$

W podanej powyżej metody wyznaczania obciążalności zakłada się, że znana jest wartość natężenia promieniowania słonecznego  $P_s$ . W praktycznie wykorzystywanych metodach monitoringu linii napowietrznych wartość ta nie zawsze mierzona jest bezpośrednio. Często wykorzystuje się czujniki nasłonecznienia w postaci umieszczonego obok linii modelu nieobciążonego przewodu. Wielkością mierzoną jest temperatura czujnika  $T_{NS}$ . Przyrost temperatury nasłonecznionego, nieobciążonego odcinka przewodu w stosunku do temperatury otoczenia jest miarą natężenia promieniowania słonecznego. Przedstawioną powyżej metodykę należy w tym przypadku rozszerzyć o metodę wyznaczania wartości  $P_s$ . Dla jej dokładnego wyznaczenia konieczna jest współpraca czujnika ze stacją pogodową umieszczoną w tym samym miejscu, np. na konstrukcji słupa. Wartość  $P_s$  można wtedy wyznaczyć dla przewodu nieobciążonego prądem z zależności:

$$P_s = P_k + P_{pr} \quad (12)$$

przy czym wielkości po prawej stronie powyższego równania wyznacza się jako:

$$P_k = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_{NS} - T_{ot}) \cdot Nu \quad (13)$$

$$P_{pr} = \pi \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \delta_B \cdot [(T_{NS} + 273)^4 - (T_{ot} + 273)^4] \quad (14)$$

gdzie liczbę Nusselta określa się dokładnie dla prędkości i kierunku wiatru wiejącego w punkcie pomiarowym.

W metodzie stosowanej przez EPRI (Electric Power Research Institute), powszechnie wykorzystywanej w USA, zastosowano praktyczne uproszczenie. Przyjęto mianowicie założenie, że przyrost temperatury przewodu powodowany przez dwa czynniki – nagrzewanie przepływającym prądem i promieniowanie słoneczne – można potraktować rozdzielnie. Pozwala to na wyeliminowanie z podstawowego bilansu cieplnego wielkości  $P_s$ . Temperaturę otoczenia we wszystkich równaniach zastępuje się wtedy temperaturą  $T_{NS}$ . Jest to bardzo wygodne, ponieważ w znacznym stopniu ogranicza liczbę wielkości pomiarowych koniecznych do wyznaczenia obciążalności linii. Wyznacza się jedynie temperaturę  $T_{pm}$  i  $T_{NS}$  oraz prąd obciążenia  $I_m$ .

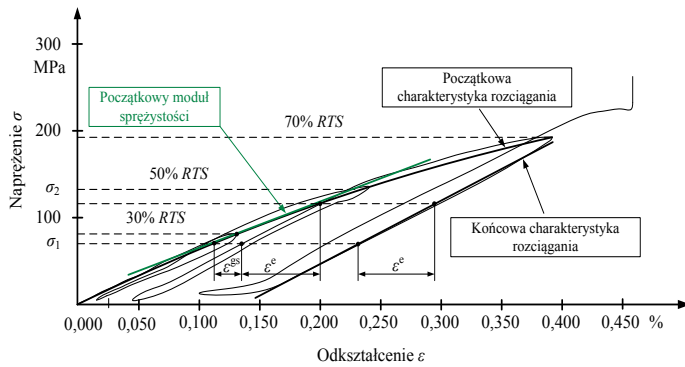
Należy jednak podkreślić, że zaprezentowana metodyka wyznaczania obciążalności napotyka na poważne ograniczenie. Można wyznaczyć obciążalność linii z zadowalającą dokładnością jedynie wtedy, gdy występuje w czasie pomiarów wystarczająca różnica pomiędzy temperaturą przewodu  $T_{pm}$  a temperaturą otoczenia  $T_{ot}$  (temperaturą  $T_{NS}$  w metodzie EPRI). W praktyce oznacza to, że linia musi być stosunkowo mocno obciążona. Według doświadczeń autorów gęstość prądu obciążenia musi wynosić co najmniej 0,5 A/mm<sup>2</sup>. Gęstość prądu zalecana przez EPRI wynosi co najmniej 1,0 A/mm<sup>2</sup>.

#### 3.2. Modele mechaniczne

Wszystkie przewody linii napowietrznych poddawane są standardowym badaniom laboratoryjnym w celu określenia ich właściwości mechanicznych. Do podstawowych prób należy próba rozciągania (ang. *stress-strain test*), wykonywana zwykle na odpowiednio przygotowanym odcinku przewodu (zakończonym za pomocą uchwytych odciągowych z żywicy epoksydowej) o długości ok. 12÷14 m, w kontrolowanej temperaturze występującej w laboratorium ( $T_{lab}$ ). W przypadku przewodów bimateriałowych próba ta jest wykonywana dla całego przewodu oraz dla rdzenia przewodu, co pozwala na wyznaczenie oddzielnych charakterystyk rozciągania dla oplotu i rdzenia przewodu.

Zmiana naciągu i zwisu w przęśle może zostać wywołana przez: zwiększenie ciężaru przewodu wskutek obciążenia oblodzeniem i/ lub wiatrem, zmianę temperatury przewodu, wydłużenie plastyczne przewodu (głównie oplotu aluminiowego). Wyznaczenie naciągu i zwisu przewodu wymaga przyjęcia odpowiedniego modelu obliczeniowego, uwzględniającego zmianę długości przewodu pod wpływem każdego z wymienionych czynników.

Na podstawie rzeczywistych charakterystyk rozciągania tworzy się w tym celu model obliczeniowy (rys. 1), wyrażający podstawowe cechy tych charakterystyk. Przewód



Rys. 1. Przebieg próby rozciągania przewodu bimateriałowego

wykazuje pamięć kształtu, tj. pamięta, jaką osiągnął największą wartość wydłużenia plastycznego. Odształcenie plastyczne wynika z szybkiego osiadania i układania się (dopasowania) drutów w oplocie i rdzeniu przy dużym obciążeniu ( $\varepsilon^{es}$ ) oraz z długoterminowego pełzania ( $\varepsilon^{mc}$ ).

W Polsce, podobnie jak w większości krajów europejskich, obliczenia zwisów i naciągów tradycyjnych przewodów (AL, AFL, AAL itd.) prowadzi się do tej pory jeszcze na podstawie najprostszego modelu odkształceń przewodu, nazywanego modelem liniowym sprężystym (ang. *linear elastic model*) [5]. Przewód modeluje się w nim jako liniową sprężynę o efektywnym (wypadkowym) module sprężystości  $E$  i o efektywnym współczynniku wydłużenia termicznego  $\alpha$ . Pomija się wszelkie plastyczne wydłużenia przewodu. Wiadomo, że taki model obliczeń jest właściwy jedynie dla charakterystyki końcowej przewodu.

W sytuacji długich i bardzo długich przęseł (w liniach przesyłowych) powyższy model jest modyfikowany w celu uproszczonego uwzględnienia odkształceń plastycznych, które modeluje się za pomocą równowaznego przyrostu temperatury przewodu. Istota modelu pozostaje jednak bez zmian, czyli odnosi się on także do końcowego stanu przewodu.

Według informacji zawartych w Broszurze Technicznej nr 324 CIGRE [5] najbardziej odpowiednim jest stosowanie modelu eksperymentalnego odkształceń plastycznych EPE (ang. *experimental plastic elongation model*). Przewód modeluje się w nim jako nieliniową sprężynę, której odkształcenia liniowe  $\varepsilon^e$  i  $\varepsilon^t$  są funkcją naciągu i temperatury, zaś odkształcenia plastyczne  $\varepsilon^{es}$  i  $\varepsilon^{mc}$  są funkcją naciągu ( $\varepsilon^{mc}$  jest także funkcją czasu). Odształcenia opłotu i rdzenia przewodu są uwzględniane oddzielnie, zaś obliczenia wykonuje się dla przyjętej sekwencji zdarzeń obciążeniowych w czasie życia linii. Stosowanie metody uproszczonej (ang. *linear elastic model*) jest dopuszczalne jedynie dla niewielkiej grupy przewodów, w których do budowy opłotu wykorzystane jest aluminium twarde lub stop aluminium Al-Mg-Si, cechujące się niewysoką temperaturą pracy ciągłej oraz stosunkowo małą nieliniowością charakterystyki początkowej. Na charakterystyce końcowej przewodu zachodzą odwracalne odkształcenia

liniowe  $\varepsilon^t$  i  $\varepsilon^e$  wynikające z naprężeń mechanicznych oraz zmiany temperatury. Zmiany naciągu przewodu wyznacza się z rozwiązania prostego równania określającego zmianę długości  $L$  przewodu zawieszzonego w przęśle płaskim o rozpiętości  $a$ , które ma postać ogólną:

$$f(H_2) = L_2(H_2) - L_1 \cdot (1 + \varepsilon^t)(1 + \varepsilon^e) = 0 \quad (15)$$

zaś po wykorzystaniu wzoru na długość łuku przewodu w przęśle [3] postać szczegółową:

$$f(H_2) = \frac{2H_2}{w_2} \sinh\left(\frac{aw_2}{2H_2}\right) - \frac{2H_1}{w_1} \sinh\left(\frac{aw_1}{2H_1}\right) \cdot (1 + \varepsilon^t)(1 + \varepsilon^e) = 0 \quad (16)$$

We wzorze (16)  $H_1, H_2$  stanowią składową poziomą naciągu przewodu kolejno przed i po zmianie warunków pracy, zaś  $w_1, w_2$  to wypadkowe obciążenie przewodu na jednostkę długości odpowiednio przed i po zmianie warunków. Długość łuku przewodu jest większa od rozpiętości przęsła, co wyraża wzór:

$$L = a(1 + \lambda) \quad (17)$$

w którym  $\lambda$  jest zluźnieniem (względny) przewodu w przęśle. Przy zmianie warunków pracy przewodu następuje zmiana odkształcenia  $\varepsilon$  oraz zmiana zluźnienia  $\lambda$ . Na podstawie (15) można zapisać równanie:

$$a(1 + \lambda_2) - a(1 + \lambda_1)(1 + \varepsilon^t)(1 + \varepsilon^e) = 0 \quad (18)$$

z którego po podzieleniu przez  $a$ , oraz po pominięciu członów będących iloczynami bardzo małych wielkości, otrzymuje się warunek:

$$\varepsilon^t + \varepsilon^e = \varepsilon_2 - \varepsilon_1 \cong \lambda_2 - \lambda_1 \quad (19)$$

Tak więc skutek zmiany warunków pracy przewodu ulega zmianie odkształcenie przewodu z  $\varepsilon_1$  na  $\varepsilon_2$ , czemu odpowiada praktycznie taka sama zmiana zluźnienia przewodu w przęśle z  $\lambda_1$  na  $\lambda_2$ .

W przewodach bimateriałowych własności związane z rozszerzalnością mechaniczną i termiczną różnią się dla opłotu i rdzenia. Prowadząc szczegółowe analizy, należy uwzględnić przedstawione wyżej zależności dla części składowych przewodu. Przy wzroście temperatury przewodu naciąg w przewodzie maleje. Szczególnie szybko obniża się napężenie w oplocie, który termicznie bardziej się wydłuża niż rdzeń przewodu. W punkcie kolanowym charakterystyki napężenie w oplocie spada do zera. Istotny z punktu widzenia prowadzonych analiz może być również gradient temperatury wewnątrz przewodu. Przy dużych gęstościach prądu, w zależności od warunków

Typ przewodu	$T_A$ °C	$T_R$ °C	$f$ m	$T'_2$ °C
ACCC/TW Warsaw-3 2010	35,0	35,0	8,79	35,0
		40,0	8,79	35,1
		45,0	8,80	35,1
		50,0	8,80	35,2
		55,0	8,81	35,4
		60,0	8,81	35,5
ACSS Condor UMS	39,0	39,0	8,76	39,0
		44,0	8,80	40,0
		49,0	8,84	41,0
		54,0	8,88	42,0
		59,0	8,91	42,8
		64,0	8,96	43,8
ACCR Condor 800 T13	70,0	70,0	9,18	70,0
		75,0	9,2	70,6
		80,0	9,23	71,4
		85,0	9,25	72,0
		90,0	9,27	72,6
		95,0	9,3	73,2
100,0	9,32	73,9		

Tab. 1. Wpływ gradientu temperatury na zwis końcowy trzech wybranych przewodów HTLS. Naciąg podstawowy 46750 N, przęsło 300 m

chłodzenia, a nawet od występującego napężenia w przewodzie [6], temperatura opłotu może się znacznie różnić od temperatury rdzenia przewodu. Wpływ gradientu temperatury na zwis przykładowych przewodów pokazano w tab. 1. Wielkości zamieszczone w tej tabeli oznaczono w zastępujący sposób:  $T_A$  – temperatura powierzchni przewodu,  $T_R$  – temperatura osi przewodu,  $f$  – zwis końcowy przewodu,  $T'_2$  – fikcyjna temperatura przewodu, której odpowiada obliczony zwis  $f$ .

### 3.3. Wyznaczanie strat mocy i energii w liniach napowietrznych

Przy założeniu, że obciążenie jest symetryczne, chwilowe straty mocy w jednotorowej linii napowietrznej są obliczane ze wzoru:

$$\Delta P(t) = 3 \cdot I^2(t) \cdot R_T(t) \quad (20)$$

gdzie:  $R_T$  jest rezystancją przewodu dla temperatury pracy przewodu  $T$  w °C:

$$R_T(t) = R_{20} [1 + \alpha_R (T(t) - 20)] \quad (21)$$

Aktualna temperatura przewodu, więc również jego rezystancja (liniowo zależna od temperatury), jest silnie, i w sposób złożony, uzależniona od jego obciążenia prądowego oraz warunków atmosferycznych, jakie panują na linii.

Zarówno prąd obciążenia, jak i przede wszystkim warunki pogodowe (w tym zwłaszcza wiatr) są wielkościami nieustannie zmieniającymi się w czasie. Z tego względu straty energii w linii przesyłowej należałoby wyznaczać z zależności:

$$\Delta E = 3 \cdot \int_0^{T_r} I^2(t) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T(t) - 20)] dt \quad (22)$$

gdzie:

$T_r$  jest okresem, w którym straty te się wyznacza.

W praktyce operuje się często małymi przedziałami czasowymi, dla których można założyć, że prąd obciążenia i warunki atmosferyczne (a więc i temperatura przewodu) są stałe. Straty energii są wtedy określone jako:

$$\Delta E = 3 \cdot \sum_k I^2(k) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T(k) - 20)] \quad (23)$$

gdzie:

$k$  jest liczbą przedziałów czasowych w okresie  $T_r$ .

Wyznaczanie strat energii z powyższych zależności może być w praktyce uciążliwe. Wymaga ono przeprowadzenia symulacji pracy linii przy zmiennym obciążeniu w zmiennych warunkach atmosferycznych. Można się także posłużyć parametrami statystycznymi. Konieczna jest w tym przypadku znajomość wartości średniej  $I_{sp}$ , współczynnika zmienności statystycznej  $n_I$  prądu obciążenia oraz wartości średniej rzeczywistej temperatury przewodu  $T_{sr}$  (uzyskanej np. z wyników monitoringu linii). Straty energii są wtedy określone zależnością:

$$\Delta E = 3 \cdot I_{sr}^2 (1 + v_I^2) \cdot R_{20} [1 + \alpha_R (T_{sr} - 20)] \quad (24)$$

Należy podkreślić, że często przy oszacowaniu strat w liniach korzysta się ze średniej wartości obciążenia i katalogowej (podstawowej) wartości rezystancji przewodów. Może to prowadzić do znacznych błędów w ocenie strat.

### 4. Przykłady modernizacji termicznej krajowych linii WN z wykorzystaniem przewodów nowej generacji

W tab. 2 zamieszczono podstawowe parametry wybranych przewodów HTLS będących zamiennikami przewodów AFL-6 185 mm<sup>2</sup> oraz AFL-8 400 mm<sup>2</sup>, stosowanych powszechnie w krajowych liniach 110 i 220 kV.

Na przestrzeni ostatnich lat, według wiedzy autorów, działania modernizacyjne zostały podjęte przez niektórych krajowych operatorów sieci dystrybucyjnej oraz operatora sieci przesyłowej. Do tej pory dokonano wymiany przewodów w kilku liniach 220 kV oraz w kilkunastu liniach 110 kV. Modernizacje termiczne na przykładzie wybranej linii 110 i 220 kV przedstawiono w dalszej części artykułu. Głównym celem modernizacji linii 110 kV było uzyskanie maksymalnej obciążalności prądowej linii, przy zachowaniu odległości do ziemi i krzyżowanych obiektów, takich samych lub większych niż dla istniejącego przewodu aluminiowo-stalowego. Efekty uzyskane wskutek wymiany przewodów w wybranej linii 110 kV pokazano w tab. 3. Każdy z proponowanych przewodów niskozwisowych zapewnia uzyskanie dużej obciążalności prądowej, wyższej od 613 A, czyli statycznej obciążalności prądowej przewodu AFL-6 240 mm<sup>2</sup> w temperaturze +80°C. W tab. 3 podano maksymalną temperaturę pracy przewodu oraz odpowiadającą jej maksymalną obciążalność prądową, przy której zwis każdego z proponowanych przewodów niskozwisowych nie przekracza zwisu przewodu AFL-6 185 mm<sup>2</sup> w temperaturze +40°C, a także po dostosowaniu linii z przewodami AFL do pracy w temperaturach +60°C oraz +80°C. Zwisy proponowanych przewodów HTLS zapewniają uzyskanie wymaganych, normatywnych odległości do obiektów znajdujących się pod linią, bez konieczności przeprowadzenia podwyższeń istniejących konstrukcji wsporczych.

Typ przewodu	Przekrój całkowity	Średnica	Masa	Siła zrywająca RTS	Rezystancja $R_{20DC}$
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	kN	Ω/km
Linie 110 kV					
AFL-6 185 mm <sup>2</sup>	215,50	19,20	0,7590	65,71	0,1593
ACSS/TW Linnet hs 285	198,06	16,74	0,6866	64,05	0,1608
ACCR Linnet	200,00	18,39	0,5729	61,83	0,1596
ACCC/TW Linnet	245,87	18,29	0,6533	72,50	0,1289
GTACSR 190	207,60	17,80	0,7004	62,60	0,1591
Linie 220 kV					
AFL-8 400 mm <sup>2</sup>	460,40	27,90	1,55	124,57	0,0718
ACSS Condor UMS	454,77	27,74	1,52	121,40	0,0686
ACCR Condor 800-T13	458,00	27,80	1,31	125,88	0,0690
ACCC/TW Warsaw-3-2010	574,84	27,71	1,54	159,25	0,0545
GTACSR 370	447,61	27,30	1,67	179,50	0,0798

Tab. 2. Parametry wybranych przewodów niskozwisowych, zastępujących przewody AFL stosowane w krajowych liniach WN i NN

Typ przewodu	Temperatura przy dopuszczalnym zwisie	Obciążalność przy dopuszczalnym zwisie
AFL-6 185 mm <sup>2</sup>	40°C	132 A
	60°C	392 A
	80°C	525 A
ACSS/TW Linnat hs 285	110°C	645 A
	145°C	761 A
	185°C	866 A
ACCR Linnat	110°C	663 A
	170°C	855 A
	210°C	954 A
ACCC/TW Linnat	180°C	983 A
GTACSR 190	120°C	697 A
	160°C	822 A
	200°C	925 A

Tab. 3. Porównanie możliwości zwiększenia przepustowości linii poprzez zastosowanie technologii przewodów HTLS w liniach 110 kV, na tle przewodu AFL-6 185 mm<sup>2</sup>

Dla wybranej linii 220 kV operator sieci przesyłowej określił minimalną, wymaganą obciążalność prądową na poziomie 1230 A w warunkach letnich, którą linia powinna uzyskać po modernizacji.

W tab. 4 pokazano temperatury czterech proponowanych przewodów niskozwisowych przy narzuconej obciążalności prądowej. W tabeli zawarto także maksymalne temperatury pracy przewodów i maksymalne obciążalności prądowe linii możliwe do uzyskania, bez przekroczenia zwisów przewodów istniejących w temperaturze +60°C. Przykładowo przewód ACCR Condor 800-T13 w zadanych warunkach (przy prądzie obciążenia 1230 A) pracować będzie w temperaturze +130°C, natomiast jego maksymalna temperatura pracy (bez przekroczenia zwisu istniejącego przewodu AFL) w analizowanej linii wynosi +210°C, zapewniając tym samym obciążalność prądową na poziomie 1613 A.

Obciążalność prądową długotrwałą przewodów wyznaczono w powyższych przykładach przy założeniu wartości współczynnika absorpcyjności i emisyjności  $\epsilon = 0,5$  dla konwekcji wymuszonej, przy prędkości wiatru większego prostopadle do linii  $v = 0,5$  m/s. Obliczenia wykonano dla temperatury otoczenia  $T_{ot} = 30^\circ\text{C}$  i wartości promieniowania słonecznego  $Q_{st} = 1000 \text{ W/m}^2$  (warunki letnie). W celu określenia i porównania wartości strat, jakie będą występować po wymianie przewodów, dokonano symulacji pracy przykładowej linii w rzeczywistych warunkach pogodowych. Symulację przeprowadzono

Typ przewodu	Temperatura przewodu	Obciążalność prądowa	Maksymalna temperatura graniczna robocza	Maksymalna obciążalność prądowa
AFL-8 400 mm <sup>2</sup>	60°C	629 A	60°C	629 A
ACSS Condor UMS	130°C	1230 A	175°C	1465 A
ACCR Condor 800-T13	130°C		210°C	1613 A
ACCC/TW Warsaw-3-2010	140°C		180°C	1667 A
GTACSR 370	110°C		155°C	1293 A

Tab. 4. Porównanie możliwości zwiększenia przepustowości linii poprzez zastosowanie technologii przewodów HTLS w linii 220 kV, na tle przewodu AFL-8 400 mm<sup>2</sup>, ze zwisem w temperaturze +60°C

zimą dla rzeczywistych zarejestrowanych obciążeń linii. W poszczególnych przedziałach czasowych (przyjęto uśrednianie w przedziałach półgodzinnych) wyznaczono temperaturę przewodu dla każdego przęsła linii. Jest ona uzależniona od aktualnego obciążenia prądowego, a także aktualnej temperatury otoczenia, nasłonecznienia, prędkości i kierunku wiatru w stosunku do danego przęsła linii. Parametry pogodowe wyznaczono na podstawie wskazań stacji meteorologicznych, zlokalizowanych w pobliżu linii. Średnia wartość temperatury otoczenia w analizowanym okresie wyniosła ok. 0°C, średnia prędkość wiatru ok. 3 m/s, przy przeciętnym zarejestrowanym obciążeniu linii na poziomie ok. 300 A. Wyniki obliczeń w postaci przesyłowych strat energii występujących w ciągu przeciętnego miesiąca okresu zimowego oraz podane w wartościach względnych odniesionych do strat występujących w istniejących przewodach przedstawiono w tab. 5.

### 5. Podsumowanie

Obecnie wielu krajowych operatorów sieci 110 kV oraz operator sieci przesyłowej przygotowuje niewrażliwe odcinki linii napowietrznych do modernizacji termicznej. Jak wykazały doświadczenia, modernizacja termiczna linii napowietrznej jest możliwa w krótkim czasie (ok. 1 miesiąc) przy wykorzystaniu przewodów HTLS, w których opłot i rdzeń zbudowane zostały z nowych materiałów. Modernizacja poprzez wymianę istniejących przewodów aluminiowo-stalowych na przewody niskozwisowe odbywa się zazwyczaj bez wykonywania podwyższeń czy wzmocnień konstrukcji wsporczych. Problemem na etapie projektowania jest odpowiedni dobór przewodu. Należy go zawsze dokonywać indywidualnie dla konkretnej modernizowanej linii, z wykorzystaniem odpowiednich modeli cieplnych i mechanicznych. Przedstawione w artykule przykłady wskazują na znaczne możliwości zwiększenia obciążalności przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury sieciowej. Należy jednak podkreślić, że nie jest możliwe najczęściej pełne wykorzystanie katalogowej obciążalności przewodu HTLS ze względu na ograniczenia związane z dopuszczalnym zwisem przewodów. Dotyczy to zwłaszcza wybranych przęsła krytycznych w linii.

Straty energii	MWh/mc	%
Przewody istniejące	724	100,0
AFL-8 525 mm <sup>2</sup>	501	69,2
ACSS Condor UMS	612	84,5
ACCR Condor 800-T13	616	85,1
G(Z)TACSR 370	715	98,8
ACCC/TW Warsaw-3-2010	485	67,0

Tab. 5. Straty energii wyznaczone na podstawie symulacji pracy linii w rzeczywistych warunkach pogodowych

### Bibliografia

- PN-EN 60300-3-3:2006 Zarządzanie niezawodności. Przewodnik zastosowań. Szacowanie kosztu życia.
- Thermal behaviour of overhead conductors. Technical Brochure No. 207. Working Group 22.12 CIGRE Paris 2002 (ELECTRA No. 203, August 2002).
- Żmuda K., Elektroenergetyczne układy przesyłowe i rozdzielcze, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2012.
- Żmuda K., Siwy E., Nowe metody obliczania przewodów linii napowietrznych pod względem mechanicznym i cieplnym. Nowe rodzaje przewodów [w:] Bartodziej G., Tomaszewski M. (red.), Problemy rozległych awarii sieci elektroenergetycznych, Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2010.
- Sag-tension methods of overhead lines. Technical Brochure No. 324. Task force B2.12.3 CIGRE (ELECTRA No. 232, June 2007).
- Clairmont B. i in., Radial and longitudinal temperature gradients in bare stranded conductors with high current densities. CIGRE 2012, Paris, B2-108.
- Kubek P., Siwy E., Żmuda K., Eliminacja ograniczeń przesyłowych w ciągach liniowych 110÷220 kV przy wykorzystaniu przewodów niskozwisowych, Konferencja SIECI 2012.

8. Siwy E., Żmuda K., Paszek G., Zwiększenie możliwości przesyłowych linii napowietrznych SN i WN poprzez modernizację termiczną linii, Konferencja KABEL 2008.
9. Siwy E., Żmuda K., Zwiększenie zdolności przesyłowej istniejących linii napowietrznych 110 kV, Przegląd Elektrotechniczny 2006, nr 9.
10. Kubek P., Siwy E., Żmuda K., Likwidacja ograniczeń przesyłowych ważnym problemem na polskim rynku energii, Konferencja Rynek Energii 2011.

---

**Paweł Kubek**

mgr inż.

Politechnika Śląska w Gliwicach

e-mail: pawel.kubek@polsl.pl

Doktorant w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Zainteresowania naukowe: zdolność przesyłowa linii napowietrznych, monitorowanie obciążalności prądowej elementów sieci, modernizacja linii przesyłowych.

**Edward Siwy**

dr inż.

Politechnika Śląska w Gliwicach

e-mail: edward.siwy@polsl.pl

Adiunkt na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej, specjalizacja: elektroenergetyka. Zainteresowania: sieci przesyłowe i rozdzielcze, generacja rozproszona.