

УДК 621.313.32

А.И. Федотов¹, Р.Ш. Басыров²,
Г.В. Вагапов¹, Л.И. Абдуллин³**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ
МОНИТОРИНГА ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 110 кВ**¹ Казанский государственный энергетический университет² Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева³ ОАО «Сетевая компания»

Одной из основных задач Стратегии развития Единой национальной электрической сети является повышение эффективности функционирования воздушных линий электропередачи. Решение данной задачи предполагает внедрение современных систем мониторинга технического состояния воздушных линий электропередачи. Требуются и более строгие методики расчета состояния оборудования, позволяющие учесть внешние климатические факторы и воздействие протекающего тока. В статье рассмотрены теоретический и практический подходы к проблеме мониторинга состояния проводов воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Приведен анализ существующих методов определения текущего состояния провода воздушной линии электропередачи. Установлено, что однозначное общепринятое решение рассматриваемой проблемы отсутствует. Проведено теоретическое исследование, показавшее необходимость объединения предлагаемых решений. С учетом полученных другими исследователями результатов разработана имитационная модель в *Matlab/Simulink*, позволяющая проводить оценку текущего состояния провода на основе данных с сенсоров. С помощью модели можно определить стрелу провеса, длину провода, действующее механическое напряжение, удельные нагрузки от бокового ветра и гололедно-изморозевых отложений. Одновременно модель позволяет определять критические значения для каждого пролета индивидуально в зависимости от воздействия внешних факторов. На основе имитационной модели показана возможность организации системы текущего мониторинга проводов в полете. Сравнительный анализ текущего состояния проводов и грозозащитных тросов и их предельных значений позволит провести оценку эффективности мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций и снизить недоотпуск электроэнергии конечному потребителю.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, гололедно-изморозевые отложения, грозозащитный трос, мониторинг, стрела провеса, уравнение состояния провода.

I. Введение

Проблемы, связанные с эффективностью функционирования воздушных линий (ВЛ) электропередачи напряжением 110 кВ и выше, отно-

сятся к числу важнейших как с теоретической стороны для технической науки, так и с практической точки зрения для электросетевого комплекса. Это объясняется тем, что высокий потенциал повышения эффективности функционирования отечественных ВЛ электропередачи обусловлен как несовершенством основных методик расчета, так и недостаточным развитием технического мониторинга текущих эксплуатационных процессов на ВЛ. Реализация потенциала повышения эффективности функционирования ВЛ, совершенствование эксплуатации электрических сетей являются одними из основных задач Стратегии развития Единой национальной электрической сети ОАО «ФСК ЕЭС» [1].

Внедрение современных систем мониторинга и диагностики состояния оборудования подстанций и линий электропередачи в целях повышения эффективности функционирования подразумевает необходимость использовать математически более строгие методики для расчета состояния оборудования по сравнению с методиками, обычно используемыми на этапе проектирования. Система мониторинга должна быть одновременно ориентирована на решение четырех наиболее важных функциональных задач: регистрация текущего состояния провода и грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ; визуализация текущего состояния провода и грозозащитного троса на ВЛ 110 кВ; предупреждение о приближении критических значений стрелы провеса; хранение массива данных в архиве.

II. Постановка задачи и цели исследования

Одна из основных математических задач описания текущего функционирования ВЛ электропередачи состоит в определении таких параметров как стрела провеса, длина провода и т.д. при определении пропускной способности ВЛ в летний период или при наступлении гололедно-изморозевых отложений в зимний период. Классический подход при определении габаритов ВЛ отечественных авторов основан на использовании уравнений параболы [2-6]. Зарубежные исследователи, опираясь на свои стандарты, предлагают использование аналогичного подхода к определению габаритов [7-9]. Однако, как отмечают авторы, при использовании уравнений параболы ошибка составляет 1,0 % при длине между опорами 800 м, при возрастании расстояния между опорами ошибка становится существенно больше [7]. Таким образом, ясна необходимость использования альтернативных подходов.

III. Описание и обоснование предлагаемых методов решения поставленных задач

Одним из альтернативных подходов к определению габаритов ВЛ является использование математической модели гибкой нити на основе гиперболической функции. Однако использование данной модели гибкой нити сопряжено с необходимостью использования ряда допущений и

ограничений для уменьшения размерности задачи. При необходимости повышения точности расчетов можно отказаться от ряда допущений с одновременным увеличением количества вычислений. В качестве первого допущения принимается, что провод уже деформирован вследствие продолжительного воздействия на него внешних приложенных сил. В качестве второго допущения в расчетах не учитывается витая структура провода. Ниже приведено краткое математическое описание, полное математическое описание, опубликованное авторами в 2017 году [10].

Динамический анализ состояния провода ВЛ основывается на использовании канонического уравнение цепной линии для описания провеса провода ВЛ в полете:

$$y = a \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x}{a} - 1 \right), \quad (1)$$

где параметр a является физическим и однозначно задает форму провеса провода и определяется как:

$$a = \frac{T}{q}, \quad (2)$$

где T – действующее значение тяжения провода, Н; q – единица веса длины провода, кг/м.

Однако, параметры T и a в уравнении (2) неизвестны. Одновременно в уравнении (1) неизвестно значение x для общего случая подвеса провода в полете ВЛ. Определение состояния провода ВЛ по углу наклона касательной проиллюстрировано на рис. 1. Очевидно, что при $h \neq 0$, $x_B = -(l - x_A)$. Тогда, согласно стандарту IEEE 738-2006 [8]:

$$h = a \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_A}{a} - \operatorname{ch} \frac{l - x_A}{a} \right), \quad (3)$$

где a – параметр канонического уравнения цепной линии; h – превышение координат точек подвеса провода в полете A и B .

Превышение координат точек подвеса провода в полете A и B , определяется следующим выражением:

$$h = y_A - y_B. \quad (4)$$

В рассматриваемом случае применительно к принятым условным обозначениям каноническое уравнение будет иметь вид:

$$y = a \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_A}{a} - 1 \right). \quad (5)$$

Тангенс угла α , определяемый по данным с сенсоров, раскрывает зависимость от параметра a следующим образом:

$$\operatorname{tg} \alpha = \operatorname{sh} \frac{x_A}{a}. \quad (6)$$

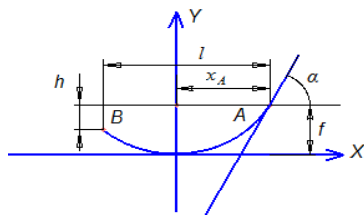


Рис. 1. Визуализация общего случая подвеса провода ВЛ:

- A и B – разновысокие точки подвеса провода на опорах;
- x_A – расстояние между точкой A и осью ординат;
- f – стрела провеса провода, l – расстояние между опорами;
- α – угол наклона касательной в точке подвеса провода

Объединение уравнений тангенса угла α и значения превышения координат h в систему уравнений позволяет определить значения a и x_A . Решение данной системы уравнений возможно различными способами. Одним из оптимальных способов определения требуемых значений является решение через команду *solve* пакета *Matlab*. Обозначив x_A через x , а параметр a через y , и одновременно подставив числовые значения h , l и $\operatorname{tg}(\alpha)$, находятся однозначные решения x и y , т.е. x_A и a :

$$\begin{aligned} [x, y] &= \operatorname{solve}('(\sinh(x / y)) = \tan(\alpha)'); \\ 'y^* (\cosh(x / y) - \cosh((l - x) / y)) &= h'. \end{aligned} \quad (7)$$

К полученному значению x_A необходимо внести поправку при расположении сенсора не в точке подвеса провода, а на расстоянии λ (рис. 2).

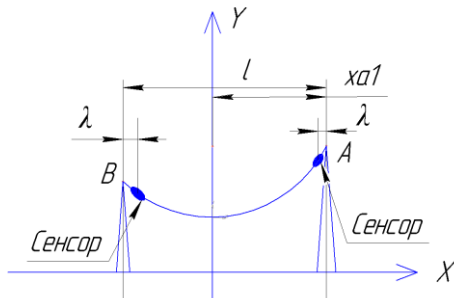


Рис. 2. Визуализация установки сенсоров на проводе ВЛ

В случае, если измерительные сенсоры располагаются на расстоянии λ от точек крепления провода, конечное значение x_1 будет определяться выражением:

$$x_1 = a - \lambda. \quad (8)$$

Таким образом, по значению действующего угла наклона касательной, получаемого с сенсора, значений высот подвеса провода ВЛ и длины пролета ВЛ, получаемых из проектного решения ВЛ или по результатам обследования ВЛ, возможно однозначное определение координаты x_A и параметра a .

Следующим этапом определения параметров провеса провода в пролете является определение точных значений стрелы провеса f , длины провода L и тяжения провода в точке подвеса провода T и в нижней точке H_0 по выше определенным параметрам x_A и a . Стрела провеса провода в пролете f определяется:

$$f = a \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_A}{a} - 1 \right). \quad (9)$$

Длина провода в пролете L определяется:

$$L = a \cdot \left(\operatorname{sh} \frac{x_A}{a} + \operatorname{sh} \frac{l - x_A}{a} \right). \quad (10)$$

Тяжение T провода в точке подвеса определяется:

$$T = a \cdot q \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_A}{a} \right). \quad (11)$$

Горизонтальная проекция натяжения нити H_0 в нижней точке y_0 описывается следующей зависимостью:

$$T_0 = H_0 = a \cdot q, \quad (12)$$

где q – единица длины веса провода, кг/м.

Следующим этапом определения параметров текущего провеса провода в пролете является определение точных значений стрелы провеса f , длины провода L и тяжения провода в точке подвеса провода T и в нижней точке H_0 по выше определенным параметрам x_A и a при одновременном изменении нагрузки и температуры.

Текущее приращение длины провода ΔL , м:

$$\Delta L = L_n - L_m, \quad (13)$$

где L_m – длина провода в начальном состоянии; L_n – длина провода в конечном состоянии.

Текущее приращение длины провода ΔL определяется выражением:

$$\Delta L = L_m \cdot \left[1 + \frac{1}{E} \cdot (\sigma_n - \sigma_m)\right] \cdot [1 + \alpha \cdot (t_n - t_m)] - L_m, \quad (14)$$

где E – модуль упругости; σ_n – напряжение в проводе в точке подвеса провода в конечном состоянии; σ_m – напряжение в проводе в точке подвеса провода в начальном состоянии; α – коэффициент температурного линейного расширения; t_n – температура провода в конечном состоянии; t_m – температура провода в начальном состоянии.

Длина провода в конечном состоянии определяется как:

$$L_n = L_m \cdot \left[1 + \frac{1}{E} \cdot (\sigma_n - \sigma_m)\right] \cdot [1 + \alpha \cdot (t_n - t_m)]. \quad (15)$$

Преобразование (20) относительно σ_n приводит к следующему виду:

$$\sigma_n = \left[\frac{L_n}{L_m \cdot (1 + \alpha \cdot (t_n - t_m))} - 1 \right] \cdot E + \sigma_m. \quad (16)$$

Согласно (17), возможно определить тяжение T_n в точке подвеса провода:

$$T_n = \sigma_n \cdot F. \quad (17)$$

Одновременно возможно воспользоваться (11) и определить тяжение T_n через параметры x_{an} и a_n , определяемые по представленной выше методике:

$$T_n = a_n \cdot q \cdot \left(\operatorname{ch} \frac{x_{an}}{a_n} \right). \quad (18)$$

Удельная суммарная нагрузка q_n будет складываться из: удельного веса провода q_1 , удельной нагрузки от гололеда q_2 и удельной нагрузки от ветра q_3 .

$$q_n = q_1 + q_2 + q_3. \quad (19)$$

Нагрузка от удельного веса провода известна и принимается по табличным данным. На рис.3 представлена удельная нагрузка от ветра q_3 , которая определяется исходя из угла отклонения провода в горизонтальной плоскости.

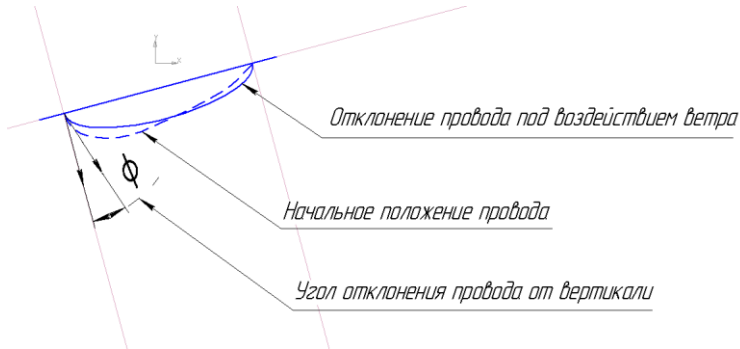


Рис. 3. Визуализация отклонения провода ВЛ от воздействия ветра на угол φ

Соответственно, возможно записать:

$$\operatorname{tg}(\varphi) = \frac{q_3}{q_1 + q_2}. \quad (20)$$

Значение удельной нагрузки от гололеда q_2 одновременно может быть выражено:

$$q_2 = g_0 \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c) \cdot 10^{-3}, \quad (21)$$

где g_0 – объемный вес гололеда, принимаемый $0,9 \cdot 10^{-3}$ кг/(м·мм²); d – диаметр провода, мм; c – толщина стенки гололеда, мм.

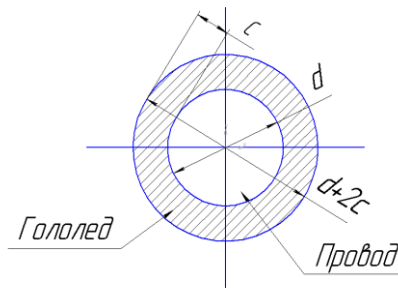


Рис. 4. Визуализация схемы гололедообразования на проводе ВЛ

Таким образом, значения углов продольного и поперечного отклонения провода предоставляют возможность определения как толщины стенки гололеда, так и ветровой нагрузки расчетным путем.

IV. Практическая реализация

Практическая реализация предложенной имитационной модели была осуществлена в виде алгоритма и программном обеспечении.

Общий вид алгоритма приведен на рис. 5. В виду большой размерности блок-схемы, ее общий вид уменьшен. В качестве примера на рис. 6 начало блок-схемы алгоритма представлено в укрупненном виде.

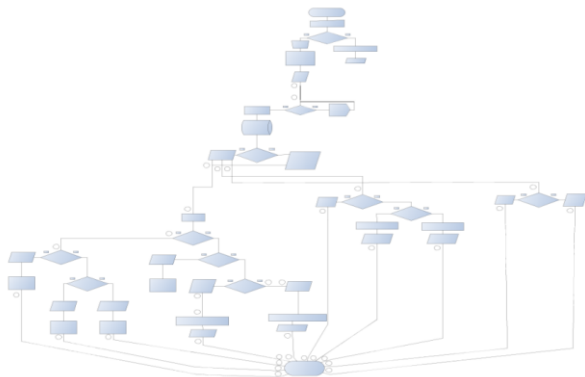


Рис. 5. Блок-схема (общий вид)

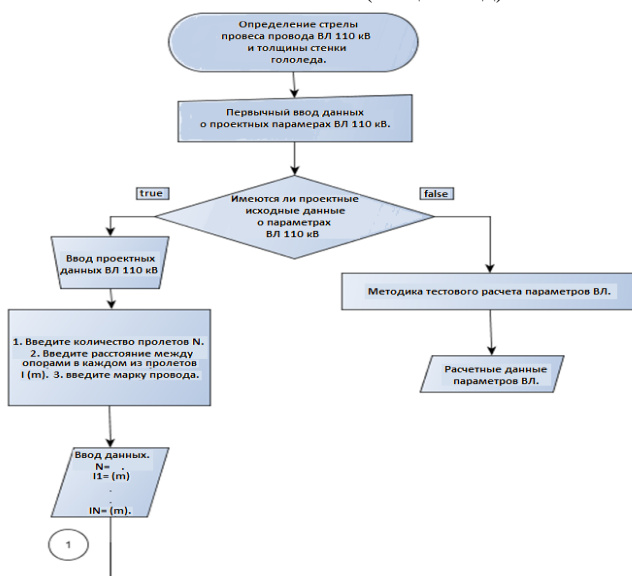


Рис. 6. Блок-схема (лист 1)

По приведенному алгоритму было реализовано программное обеспечение расчета текущих параметров провода в пролете на основе значений углов провеса провода. Пример диалогового окна представлен на рис. 7.

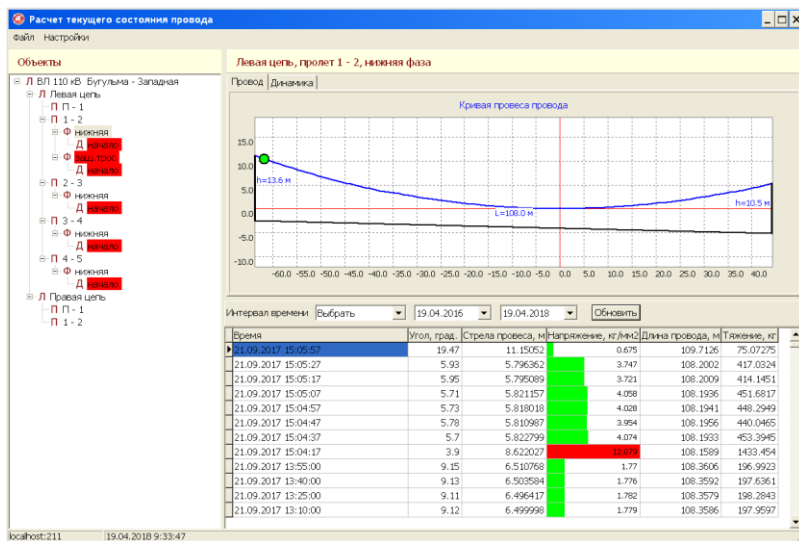


Рис. 7. Внешний вид окна программного обеспечения алгоритма.

В качестве примера на рис. 8 приведено сопоставление изменения угла провеса провода и температуры провода.

Результаты сопоставления значений угла провеса провода в пролете с фактической температурой провода демонстрируют ярко выраженную взаимосвязь.

V. Выводы

Алгоритм расчета воздушных линий электропередачи основан на значениях продольного угла провеса провода и грозозащитного троса ВЛ.

Одновременно имеется возможность технического контроля угла поперечного отклонения провода и грозозащитного троса.

По представленным физическим параметрам алгоритм определяет расчетные значения: напряжения, тяжения, стрелы провеса и длины провода и грозозащитного троса ВЛ.

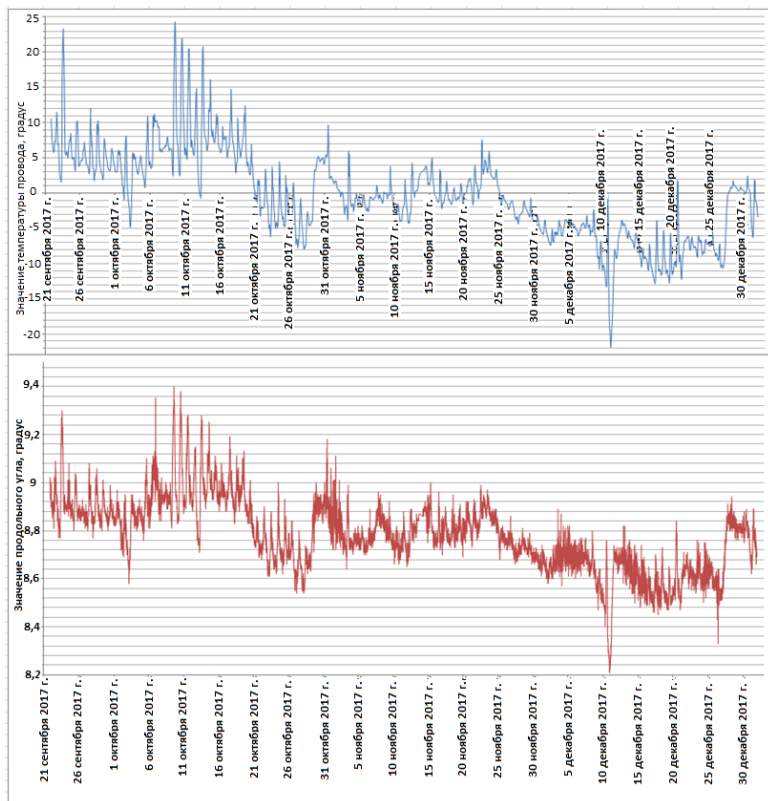


Рис. 8. Масштабированное сопоставление динамики изменения температуры и продольного угла провеса провода за период 21.09.2017 – 31.12.2017

© Федотов А.И., 2018
 © Басыров Р.Ш., 2018
 © Вагапов Г.В., 2018
 © Абдуллин Л.И., 2018

Библиографический список

- [1] Основные положения Стратегии развития Единой национальной электрической сети, ОАО «ФСК ЕЭС», 2003. – 62 с.
- [2] Качурин В.К. Теория висячих систем. Статический расчет. Л.: Госстройиздат. Ленинградское отделение, 1962. – 224 с.

- [3] Глазунов А.А. Основы механической части воздушных линий электропередачи. Л.: Госэнергоиздат, 1956. – 192 с.
- [4] Бошнякович А.Д. Механический расчет проводов и тросов линий электропередачи. Л.: Госэнергоиздат, 1962. – 254 с.
- [5] Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л.: Энергия, Ленинградское отделение, 1979. – 312 с.
- [6] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- [7] Fischer R, Kiessling F. Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausföhrung: 4 ed. Berlin: Springer-Verlag, 1993. – 439 с.
- [8] IEEE 738-2006. IEEE Standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. Введ. 2006–11–16. – 69 с.
- [9] IEEE 738-2012/Cor 1-2013. IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. Введ. 2012–10–19. – 72 с.
- [10] Макаров В.Г., Федотов А.И., Басыров Р.Ш., Вагапов Г.В. Моделирование воздушной линии электропередачи в пакете MATLAB/SIMULINK // Вестник Технологического университета. 2017. Т. 20. № 13. С. 93-96.

**A.I. Fedotov¹, R.Sh. Basyrov²,
G.V. Vagapov¹, L.I. Abdullin³**

THEORETICAL AND PRACTICAL ASPECTS OF MONITORING WIRE OF OVERHEAD POWER LINES 110 kV

¹ Kazan State Power Engineering University

² Kazan National Research Technical University n. a. A.N. Tupolev

³ «Grid company»

Abstract. One of the main tasks of the Strategy for the development of the Unified National Electric Grid is to increase the efficiency of the operation of overhead power lines. The solution of this task involves the introduction of modern monitoring systems for the technical condition of overhead transmission lines and more strict methods for calculating the state of equipment that allow take into account external climatic factors and the effect of a current flowing. The article considers theoretical and practical approaches to the problem of monitoring the condition of wires of overhead power lines with a voltage of 110 kV and above. An analysis of existing methods for determining the current state of the overhead power line wire is given. It is established that, despite the variety of existing approaches and proposed technical solutions, there is no generally accepted solution to the considered problem. A theoretical study has shown the need to combine the proposed solutions. Taking into account the results obtained by other researchers, a *Matlab / Simulink* model was developed, which makes it possible to assess the current state of the wire based on sensor data. The presented model allows one to determine sag, wire length, acting mechanical stress, specific loads from the side wind

and ice. At the same time, the model allows one to determine critical values for each span individually depending on the influence of external factors. The possibility of organizing a system of current monitoring of the wires in the span is shown on the basis of the model. A comparative analysis of the current condition of wires and strike protection wires and their limit values will allow an assessment of the effectiveness of measures to prevent emergencies and reduce the under-supply of electricity to the end user.

Keywords: ice load, main equation of wire, monitoring, overhead power line, sag, strike protection wire.

References

- [1] The main provisions of the Strategy for the development of the Unified National Electric Grid, Federal Grid Company, 2003. [Online]. Available at: http://www.fsk-ees.ru/about/development_strategy_enes/.
- [2] V.K. Kachurin. Theory of dangling systems. Static calculation. Leningrad: Gosstroizdat. Leningrad Department, 1962.
- [3] A.A. Glazunov. Basics of the mechanical part of overhead power lines. Leningrad: Gosenergoizdat, 1956.
- [4] A.D. Boshnyakovich. Mechanical calculation of wires and ropes of power lines. Leningrad: Gosenergoizdat, 1962.
- [5] K.P. Kryukov and B.P. Novgorodtsev. Constructions and mechanical calculation of power transmission lines. Leningrad: Energy, Leningrad Department, 1979.
- [6] V.I. Idelchik. Electrical systems and grids. Moscow: Energoatomisdat, 1989.
- [7] R. Fischer and F. Kiessling. Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausföhrung: 4 ed. Berlin: Springer-Verlag, 1993.
- [8] IEEE Standard for calculating the current-temperature of bare overhead conductors. IEEE 738–2006. Nov. 2006.
- [9] IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. IEEE 738-2012/Cor 1-2013, Aug. 2013.
- [10] V.G. Makarov, A.I. Fedotov, R.Sh. Basyrov and G.V. Vagapov. Simulation of the overhead power line in the MATLAB / SIMULINK // Bulletin of the Technological University. vol. 20, no. 13, pp. 93-96, July 2017.