



Контроль температуры токопроводящей жилы защищённых проводов воздушных линий по значениям температуры на поверхности изоляции

С.С. Гиршин^{1✉}, В.Н. Горюнов², Е.В. Петрова³, В.А. Криволапов⁴,
В.А. Деев⁵, К.С. Щербаков⁶, М.Ю. Николаев⁷

¹⁻⁷Омский государственный технический университет, Омск, Россия

Резюме. Целью исследований является разработка и численная проверка методики определения температуры жилы изолированного провода на основе измерений электрического тока и температуры поверхности изоляции при использовании технологии Smart Grid. В исследованиях использовалась математическая модель теплового режима провода в форме алгебраического уравнения четвертой степени, для решения которого был применен метод Феррари. Моделирование температурных полей, необходимое для получения результатов сравнения, производилось методом конечных элементов COMSOL Multiphysics. Идентификация температуры жилы с учетом погрешностей измерения осуществлялась на основе метода наименьших квадратов совместно с методом золотого сечения. На основе метода конечных элементов изучено распределение температуры в сечении защищенного провода СИП-3, а также на поверхности его изоляции. В результате моделирования получены зависимости изменения максимальной и минимальной температуры поверхности изоляции провода в зависимости от скорости ветра при предельно допустимой температуре жилы. Показано, что разность максимальной и минимальной температуры поверхности может достигать примерно 25°C при скорости ветра 3–4 м/с. По результатам исследований получена функция, минимизация которой позволяет найти температуру токопроводящей жилы защищенного провода по значениям температуры на поверхности изоляции. Сравнительный анализ разработанного метода определения температуры жилы и метода конечных элементов дает погрешность расчетов в 0,44°C при условии точного задания значения электрического тока. Результаты исследования указывают на необходимость учета неравномерности распределения температуры на поверхности изоляции защищенных проводников при мониторинге линий электропередачи. Разработанная методика расчета температуры жилы по измерительным данным дает высокую точность при любой практически возможной неравномерности температуры поверхности, если погрешность измерения тока не превышает 5%.

Ключевые слова: уравнение теплового баланса, пропускная способность, защищенный провод, воздушная линия, метод конечных элементов, температура жилы

Для цитирования: Гиршин С.С., Горюнов В.Н., Петрова Е.В., Криволапов В.А., Деев В.А., Щербаков К.С., Николаев М.Ю. Контроль температуры токопроводящей жилы защищённых проводов воздушных линий по значениям температуры на поверхности изоляции // iPolytech Journal. 2025. Т. 29. № 1. С. 51–65. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-1-51-65>. EDN: JMKLAJ.

POWER ENGINEERING

Original article

Temperature control of aerial current-carrying conductors by insulation surface temperature

Stanislav S. Girshin^{1✉}, Vladimir N. Goryunov², Elena V. Petrova³,
Vladislav A. Krivolapov⁴, Vladislav A. Deev⁵, Kirill S. Shcherbakov⁶, Mikhail Yu. Nikolayev⁷

¹⁻⁷Omsk State Technical University, Omsk, Russia

Abstract. This study aims to develop and carry out numerical analysis of a methodology for determining the temperature of conductors of insulated wires, which implies measuring electric current and insulation surface temperature as well as using Smart Grid technology. We used a mathematical model of thermal conditions for conductors in the form of an algebraic fourth-degree equation and the Ferrari method to solve this equation. Simulation

of temperature fields providing comparison results was carried out using the finite element method in the COMSOL Multiphysics. The temperature of conductors was measured taking into account measurement errors and using the least squares method together with the golden-section search. The finite element method made it possible to study temperature distribution in the section of SIP-3 shielded wire as well as in its insulation surface. The dependencies of changes in the maximum and minimal temperatures of the wire insulation surface were obtained as a result of simulation; these dependencies were influenced by wind speed changes at the maximum permissible temperature of conductors. The difference between the maximum and minimum surface temperatures was shown to reach approximately 25°C at wind speeds of 3–4 m/s. Our study resulted in function, the minimization of which makes it possible to find the temperature of current-carrying conductors of shielded wires by values of the insulation surface temperature. Comparative analysis of the developed method for determining the temperature of conductors and the finite element method provided the calculation error of 0.44°C given accurate settings of electric current value. The study results substantiate the need to take into account the nonuniformity in temperature distribution on the insulation surface of shielded conductors when monitoring power lines. The developed methodology for calculating the temperature of conductors by measurement data provides high accuracy at almost any nonuniformity in the surface temperature provided that the current measurement error equals 5% or less.

Keywords: heat balance equation, transmission capacity, protected wire, overhead line, finite element method, core temperature

For citation: Girshin S.S., Goryunov V.N., Petrova E.V., Krivolapov V.A., Deev V.A., Shcherbakov K.S., Nikolayev M.Yu. Temperature control of aerial current-carrying conductors by insulation surface temperature. *iPolytech Journal*. 2025;29(1):51-65. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2025-1-51-65>. EDN: JMKLAJ.

ВВЕДЕНИЕ

В условиях стремительного роста электрических нагрузок^{7,8} для более точной оценки пропускной способности линий в настоящее время активно внедряются методы оценки динамической пропускной способности [1–5], так как классические решения имеют высокие финансовые и временные затраты [6–8]. Данные методы требуют наличия достаточных вычислительных мощностей, однако позволяют использовать для оценки режимов линии весь массив метеорологических данных: температуру окружающей среды, скорость ветра, интенсивность солнечного излучения и атмосферное давление [9].

Для непосредственного контроля режима линии необходимо знать фактическое значение температуры жилы [10]. Для воздушных линий с традиционными неизолированными сталеалюминевыми проводами определение температуры жилы достаточно просто выполнить тепловизионным методом [11] или на основе специальных математических моделей [12, 13]. Для защищенных проводов определение температуры жилы возможно с помощью математической модели [14] через температуру на поверхности изоляции, предполагая, что эта температура во всех точках на поверхности изоляции одинакова. Однако для проводов, обладающих слоем изоляции, теплопроводность которого на три порядка меньше теплопроводности алюминия [15], любая неравномерность по условию теплоотдачи приводит к неоднородности температуры на его поверхности [16]. В данном случае тепловизионный метод даст значительную неопределенность в определении температуры поверхности проводника, а равнозначно и в определении температуры жилы.

Известно, что интенсивность конвекции на поверхности тела возрастает с увеличением скорости обтекания его жидкостью или газом [17]. Обтекание проводов ветром практически во всех случаях находится за пределами режимов ламинарного течения, что приводит к сложной картине распределения скоростей в окрестностях провода. На поверхности провода возникают области срыва потока и значительных завихрений, что является первопричиной неравномерности в режимах конвективной теплоотдачи и температуры по поверхности провода.

Целью данного исследования является изучение влияния распределения температуры на поверхности изоляции защищенных проводов на температуру токопроводящей жилы.

⁷Energy Outlook 2024 // British Petroleum. Режим доступа: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=ee43ab35-ac17-4862-97a2-bd67c5d981c3> (дата обращения: 26.09.2024).

⁸World Energy Investment 2024 // International Energy Agency [Электронный ресурс]. URL: <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-actualites/WorldEnergyInvestment2024.pdf> (дата обращения: 26.09.2024).

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Установим функциональную связь между силой тока I и абсолютной температурой поверхности провода. Уравнение теплового баланса [14]:

$$\frac{\Delta P_0 [1 + \alpha_0 \theta_{\text{внеш}}]}{1 - \alpha_0 \Delta P_0 S_{\text{из}}} = d_{\text{пр}} \left[\pi \alpha_{\text{вын}} (T_{\text{внеш}} - T_{\text{окр}}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T_{\text{внеш}}^4 - T_{\text{окр}}^4) - A_s q_{\text{солн}} \right], \quad (1)$$

где $\Delta P_0 = I^2 R_0$ – потери активной мощности на единицу длины, вычисленные при сопротивлении, приведенном к 0°C, Вт/м; $\theta_{\text{внеш}} = T_{\text{внеш}} - 273,15$ – температура поверхности провода, °C; $d_{\text{пр}}$ – диаметр провода, м; $S_{\text{из}}$ – тепловое сопротивление изоляции на единицу длины провода, м·K/Вт; $\alpha_{\text{вын}}$ – коэффициент теплоотдачи вынужденной конвекцией, Вт/(м²·K); ε_n – коэффициент черноты поверхности провода для инфракрасного излучения; $C_0 = 5,67 \cdot 10^{-8}$ – постоянная излучения абсолютно черного тела, Вт/(м²·K⁴); $T_{\text{внеш}}$ и $T_{\text{окр}}$ – абсолютные температуры поверхности провода и окружающей среды, K; A_s – поглощательная способность поверхности провода для солнечного излучения; $q_{\text{солн}}$ – плотность потока солнечной радиации на провод, Вт/м; α_0 – температурный коэффициент электрического сопротивления при 0°C, °C⁻¹.

Согласно уравнению (1):

$$\frac{\Delta P_0}{1 - \alpha_0 \Delta P_0 S_{\text{из}}} = d_{\text{пр}} \frac{\pi \alpha_{\text{вын}} (T_{\text{внеш}} - T_{\text{окр}}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T_{\text{внеш}}^4 - T_{\text{окр}}^4) - A_s q_{\text{солн}}}{1 + \alpha_0 (T_{\text{внеш}} - 273,15)}. \quad (2)$$

Полученное уравнение приведем к следующему виду:

$$\Delta P_0 [1 + \alpha_0 (T_{\text{внеш}} - 273,15)] = d_{\text{пр}} (1 - \alpha_0 \Delta P_0 S_{\text{из}}) \left[\pi \alpha_{\text{вын}} (T_{\text{внеш}} - T_{\text{окр}}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T_{\text{внеш}}^4 - T_{\text{окр}}^4) - A_s q_{\text{солн}} \right]. \quad (3)$$

Окончательно получим

$$\Delta P_0 = \frac{d_{\text{пр}} \left[\pi \alpha_{\text{вын}} (T_{\text{внеш}} - T_{\text{окр}}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T_{\text{внеш}}^4 - T_{\text{окр}}^4) - A_s q_{\text{солн}} \right]}{1 + \alpha_0 (T_{\text{внеш}} - 273,15) + d_{\text{пр}} \alpha_0 S_{\text{из}} \left[\pi \alpha_{\text{вын}} (T_{\text{внеш}} - T_{\text{окр}}) + \pi \varepsilon_n C_0 (T_{\text{внеш}}^4 - T_{\text{окр}}^4) - A_s q_{\text{солн}} \right]}; \quad (4)$$

$$I^2 = \frac{T_{\text{внеш}}^4 + A_{11} T_{\text{внеш}} - A_{01}}{A_{22} T_{\text{внеш}}^4 + A_{12} T_{\text{внеш}} - A_{02}}, \quad (5)$$

где A_{11} , A_{01} , A_{22} , A_{12} , A_{02} – вспомогательные коэффициенты:

$$A_{11} = \frac{\alpha_{\text{вын}}}{\varepsilon_n C_0}; \quad (6)$$

$$A_{01} = T_{\text{окр}}^4 + \frac{\alpha_{\text{вын}} T_{\text{окр}}}{\varepsilon_n C_0} + \frac{A_s q_{\text{солн}}}{\pi \varepsilon_n C_0}; \quad (7)$$

$$A_{22} = \alpha_0 S_{\text{из}} R_0; \quad (8)$$

$$A_{12} = \frac{R_0 \alpha}{\pi d_{\text{пр}} \varepsilon_n C_0} + \frac{\alpha_0 S_{\text{из}} \alpha_{\text{вын}} R_0}{\varepsilon_n C_0} = \frac{\alpha_0 R_0}{\varepsilon_n C_0} \left(\frac{1}{\pi d_{\text{пр}}} + \alpha_{\text{вын}} S_{\text{из}} \right); \quad (9)$$

$$A_{02} = \left(\alpha_0 S_{\text{из}} A_{01} + \frac{273,15 \alpha_0 - 1}{\pi d_{\text{пр}} \varepsilon_n C_0} \right) R_0. \quad (10)$$

Температуры в разных точках поверхности провода, в частности на подветренной и наветренной сторонах, неодинаковы. Поэтому измерения температуры $\theta_{\text{внеш}}$ целесообразно производить в нескольких точках. Точки выбираются так, чтобы значения температуры поверхности отличались друг от друга как можно больше (минимальное количество точек измерений – 2). В результате фиксируются минимальное и максимальные значения θ_{min} , θ_{max} . За окончательный результат измерения примем $\theta_{\text{изм}} = 0,5(\theta_{\text{min}} + \theta_{\text{max}})$.

Из-за погрешностей измерения, а также погрешностей, связанных с отклонением теплового режима от стационарности, измеренному току $I_{изм}$ и температуре $\theta_{изм}$ могут соответствовать несколько разные значения температуры жилы θ . Требуется согласовывать (скорректировать) измеренные значения тока $I_{изм}$ и температуры $\theta_{изм}$ так, чтобы им соответствовала одна и та же температура жилы θ . Эта температура и будет окончательным результатом расчета.

Обозначим согласованные значения тока и температуры поверхности изоляции как $I_{согл}$, $\theta_{согл}$. Критерием согласования будет минимум суммы квадратов отклонений измеренных значений от согласованных, переведенных в безразмерную сопоставимую форму.

Для отклонения температуры используем оценку вида:

$$\Delta\theta = \frac{\theta_{изм} - \theta_{согл}}{\theta_{изм} - \theta_{окр}}. \quad (11)$$

По смыслу это относительная разность превышений температуры поверхности провода над температурой окружающей среды. Если знаменатель формулы (11) равен нулю, то провод мало нагружен либо совершенно не нагружен по току. Тогда коррекция не имеет смысла, и следует принимать $\theta = \theta_{окр}$.

Поскольку превышение температуры определяется квадратом тока, то вместо отклонений токов будет отклонение их квадратов:

$$\Delta I = \frac{I_{изм}^2 - I_{согл}^2}{I_{изм}^2}. \quad (12)$$

Таким образом, значение $\theta_{согл}$ находится путем минимизации функции:

$$F(\theta_{согл}) = \Delta\theta^2 + \Delta I^2 = \left(\frac{\theta_{изм} - \theta_{согл}}{\theta_{изм} - \theta_{окр}} \right)^2 + \left(1 - \frac{[\theta_{изм} + 273.15]^4 + A_{11}[\theta_{изм} + 273.15] - A_{01}}{A_{22}[\theta_{изм} + 273.15]^4 + A_{12}[\theta_{изм} + 273.15] - A_{02}} \cdot \frac{1}{I_{изм}^2} \right)^2 \rightarrow \min. \quad (13)$$

Решение можно найти методом золотого сечения. Интервал, на котором осуществляется поиск, следует ограничить значениями $\theta_{изм}$ и $\theta_{внеш}(I_{изм})$. Последнее определяется путем решения уравнения теплового баланса методом Феррари при токе $I_{изм}$. Если $\theta_{внеш}(I_{изм}) > \theta_{изм}$, то интервал будет $\theta_{изм} \leq \theta_{согл} \leq \theta_{внеш}(I_{изм})$. В противном случае $\theta_{внеш}(I_{изм}) \leq \theta_{согл} \leq \theta_{изм}$.

Окончательное значение температуры жилы:

$$\theta = \frac{\theta_{согл} + P_0 S_{из}}{1 - \alpha_0 \Delta P_0 S_{из}} = \frac{\theta_{согл} + I_{согл}^2 R_0 S_{из}}{1 - \alpha_0 I_{согл}^2 R_0 S_{из}}. \quad (14)$$

Формулу (14) можно использовать в том случае, если температура на поверхности изоляции проводника в различных точках по окружности из-за солнечного излучения или ветра имеет отличающиеся значения. Этот случай соответствует важному на практике варианту эксплуатации воздушных линий электропередачи с новыми защищенными изоляцией проводами СИП (самонесущий изолированный провод).

Рассматриваемая методика, строго говоря, справедлива только для установившегося теплового режима провода, когда ток и температура жилы не зависят от времени. Однако, поскольку методика предполагает наличие погрешностей измерения, то она будет допускать и определенные отклонения от стационарности. Анализ вариаций параметров во времени, при которых методика дает допустимую точность восстановления температуры жилы, выходит за рамки данной статьи.

Значение температуры защищенного провода можно определить с помощью непосредственного измерения температуры на поверхности провода специальными датчиками с последующим вычислением. Конструкция датчика, который может быть рекомендован для одновременного измерения температуры в различных точках с разной температурой на поверхности изоляции, представлена в [18].

Датчик включает в себя трансформатор тока (ТТ) для генерации энергии, блок питания, ТТ для датчика тока, блок датчика температуры и блок управления/беспроводной связи. Транс-

форматор тока для выработки электроэнергии генерирует индукционный ток на основе магнитного поля, создаваемого током линии электропередачи. Блок питания преобразует переменный ток, вырабатываемый ТТ, в постоянный ток. Блок датчиков температуры осуществляет измерение температуры линии электропередачи. Блок управления/беспроводной связи обрабатывает полученные данные о температуре и значении тока, после чего передает их на концентратор посредством многоканальной связи.

Монтаж датчика включает в себя фиксацию его проводниковой части на линии электропередачи с последующим затягиванием винтов по бокам цилиндрического корпуса. Система не требует наличия аккумулятора, поскольку обладает способностью к самозарядке. Датчик температуры спроектирован таким образом, чтобы его можно было установить непосредственно на проводник для повышения точности измерений. Расстояние между основным блоком и датчиком, а также положение самого датчика можно регулировать, что обеспечивает возможность установки в различных конфигурациях. Терминал разработан для обеспечения функционирования в условиях повышенных температур, достигающих 90 °С. Данные должны передаваться на сервер с минимально возможным интервалом времени.

МЕТОД КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

В качестве метода исследования распределения температуры в защищенном проводе выбран один из наиболее эффективных методов – метод конечных элементов [19].

Метод конечных элементов подразумевает разделение сложной математической модели на множество небольших неперекрывающихся компонентов с простой геометрией, известных как конечные элементы. Эти элементы могут принимать различные формы, такие как треугольники, четырехугольники или тетраэдры, в зависимости от конкретной задачи. Элементы соединяются между собой в общих узловых точках. Для каждого элемента используется приближенная функция для представления поведения физических величин внутри него (таких как напряжение или температура). Уравнения, описывающие поведение каждого элемента и исходные данные, интегрируются в единую систему уравнений, которая представляет всю изучаемую область. Результирующая система обычно представляет собой большой набор линейных или нелинейных уравнений, который решается с помощью численных методов, таких как итерационный метод. Метод конечных элементов позволяет гибко учитывать или игнорировать различные физические эффекты и применяется для анализа сложных объектов и явлений в инженерии, физике и науке.

Основные этапы моделирования включают:

- 1) создание геометрии объекта или области;
- 2) разбиение на конечные элементы;
- 3) указание физических свойств материалов и граничных условий;
- 4) выполнение расчетов;
- 5) анализ результатов.

Известно, что линейное выделение тепла в проводе описывается выражением:

$$\Delta P(\theta) = I^2 R_0 (1 + \alpha_0 \theta), \quad (15)$$

где I – сила тока в проводнике, А; R_0 – погонное сопротивление проводника при 0 °С, Ом/м; θ – фактическая температура жилы, °С; $\Delta P(\theta)$ – нагрузочные потери мощности на единицу длины, Вт/м.

Таким образом, при нахождении предельного термического режима параметр $I^2 R_0$ можно считать постоянной величиной, а моделирование производить, только решая уравнения Фурье и Навье-Стокса, что значительно облегчает модель. При этом объемное тепловыделение возможно задать следующим линейным законом:

$$q(\theta) = q_0 (1 + \alpha_0 \theta), \quad (16)$$

где $q(\theta)$ – объемное тепловыделение при любой другой температуре, Вт/м³; $q_0 = j^2 \rho_0 = (I/S)^2 \rho_0$ – объемное тепловыделение при 0 °С, Вт/м³; j – плотность тока, А/м²; S – сечение проводника, м².

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Указанным методом проведем изучение проводника марки СИП-3 сечением 35 мм². Для упрощения тепловой модели из расчета исключается многопроволочный характер жилы, а потому все сечения проводника предполагаются сплошными. Геометрия СИП-3 приведена на рис. 1.

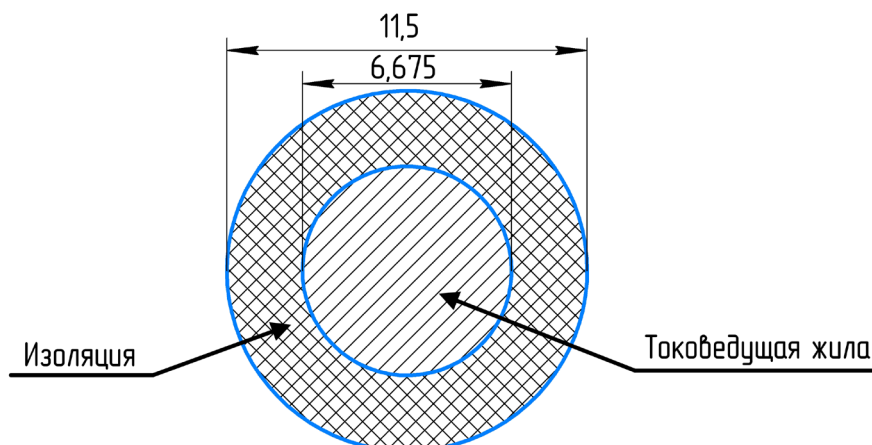


Рис. 1. Геометрия исследуемого проводника

Fig. 1. Geometry of the conductor under study

Расчет теплового состояния провода производился в программной системе анализа методом конечных элементов COMSOL Multiphysics. Исходные данные представлены в табл. 1.

Таблица 1. Исходные данные

Table 1. Input data

Теплопроводность алюминия ⁹ $\lambda_{ал}$, Вт/м·К	237
Теплопроводность сшитого полиэтилена $\lambda_{сп}$, Вт/м·К [15]	0,28
Температура окружающей среды $\theta_{окр}$, °C	0
Удельное сопротивление алюминия ¹⁰ при 20°C ρ_{20} , Ом·м,	$2,83 \times 10^{-8}$
Температурный коэффициент сопротивления ¹¹ при 20°C α_{20} , °C ⁻¹	0,004
Коэффициент излучения поверхности провода ε [20]	0,8
Интенсивность солнечного излучения $q_{солн}$, Вт/м ²	0
Атмосферное давление p , Па	101325
Сечение проводника S , мм ²	35

Для расчета использовались следующие интерфейсы:

- Heat Transfer [ht] (теплопередача в твердых телах);
- Turbulent Flow [spf] (турбулентное течение);
- Nonisothermal Flow [nitf] (неизотермическое течение).

В качестве основной модели турбулентности выбрана Shear Stress Transport, так как на сегодняшний день она является мировым стандартом в анализе течения жидкости или газа как для научных целей, так и для целей проектирования. Разбиение окрестностей исследуемого проводника показано на рис. 2. Модель состоит из более чем 45 тыс. элементов ячеек сетки. Среднее время расчета модели составляет менее 4 мин (процессор: AMD Ryzen 5 2600; оперативная память: DDR4 16 Gb 3200 MHz).

⁹Зиновьев В.Е. Теплофизические свойства металлов при высоких температурах: справочник. М: Металлургия, 1989. 384 с.

¹⁰Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. В 4 т; т. 2. Электротехнические изделия и устройства. М.: МЭИ, 2003. 519 с.

¹¹Герасимов В.Г. Электротехнический справочник. В 4 т; т. 1. Общие вопросы. Электротехнические материалы. М.: МЭИ, 2003. 440 с.

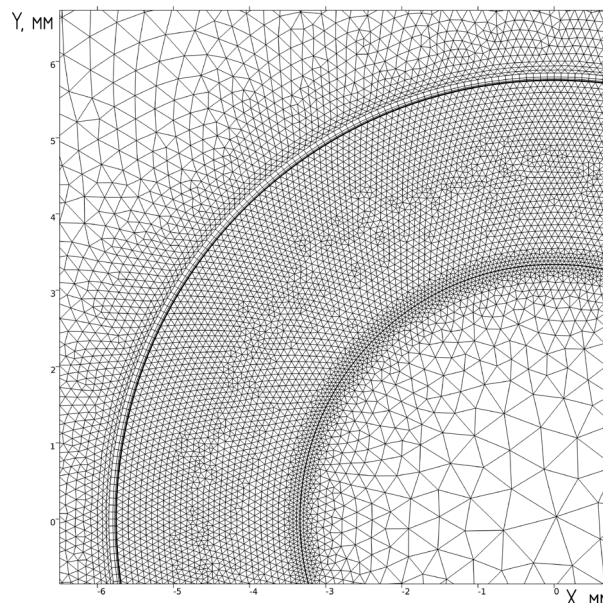


Рис. 2. Деления окрестностей исследуемого проводника на конечные элементы
Fig. 2. Finite element mesh of the studied conductor vicinity

Сама область моделирования представляет собой квадрат со сторонами 400 на 400 мм, в центре которого расположен СИП-3 1×35 (рис. 3).

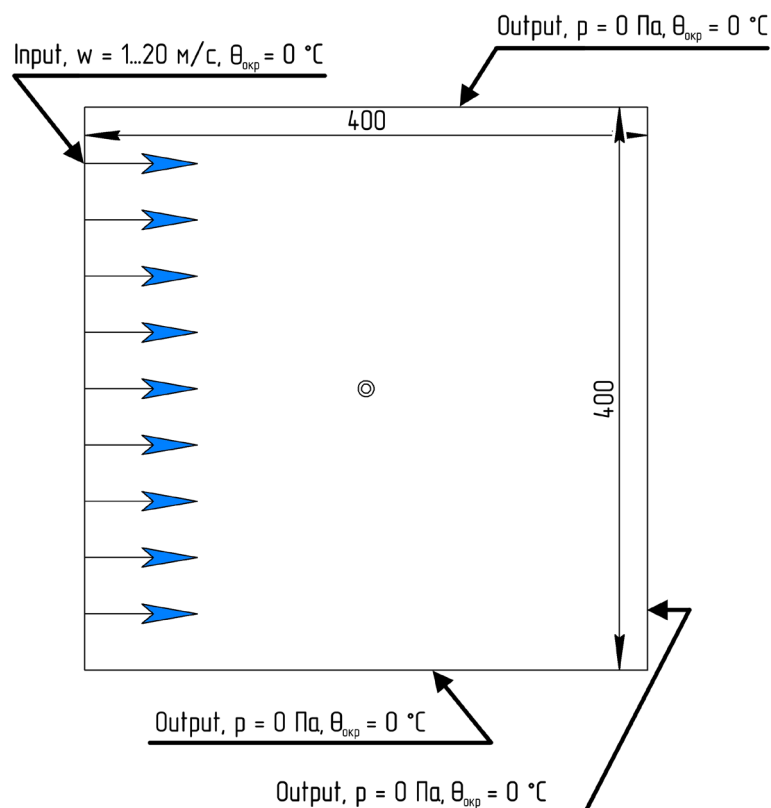


Рис. 3. Граничные условия области моделирования
Fig. 3. Boundary conditions of the modeling domain

Согласно климатическим справочникам, среднегодовая скорость ветра в Омской области составляет 2,6 м/с с зафиксированным максимумом в 24,8 м/с. Для анализа было решено ограничиться значением скорости ветра в 20 м/с.

Результаты моделирования при скорости 20 м/с показаны на рис. 4 и 5.

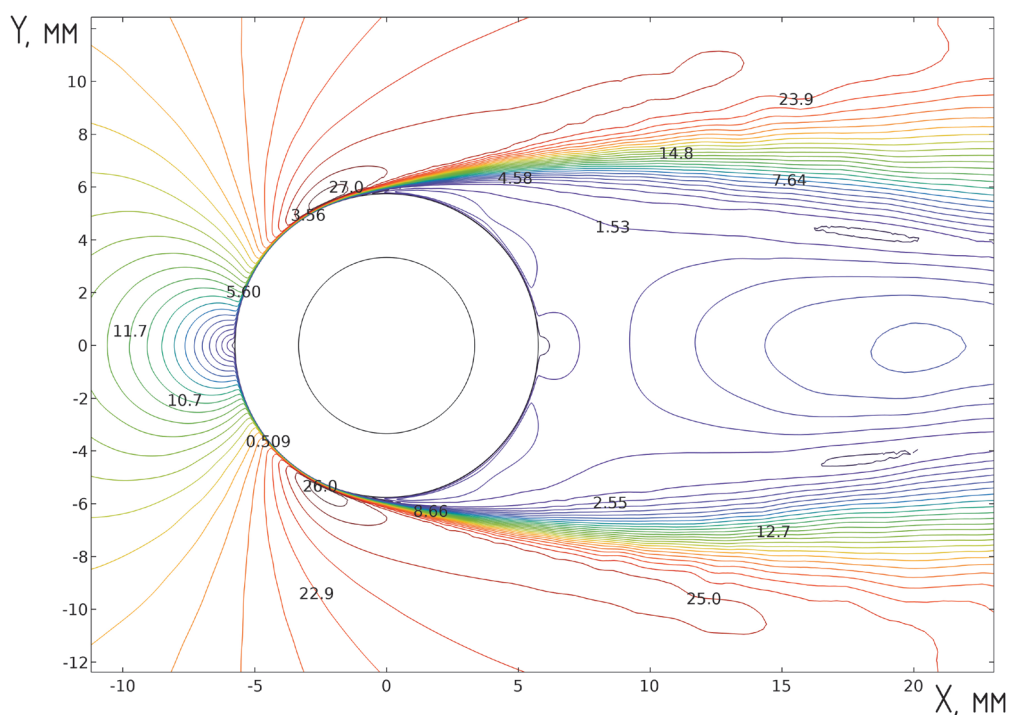


Рис. 4. Изоконтуры скорости ветра в окрестностях исследуемого проводника, м/с

Fig. 4. Wind speed isocontours in the studied conductor vicinity, m/s

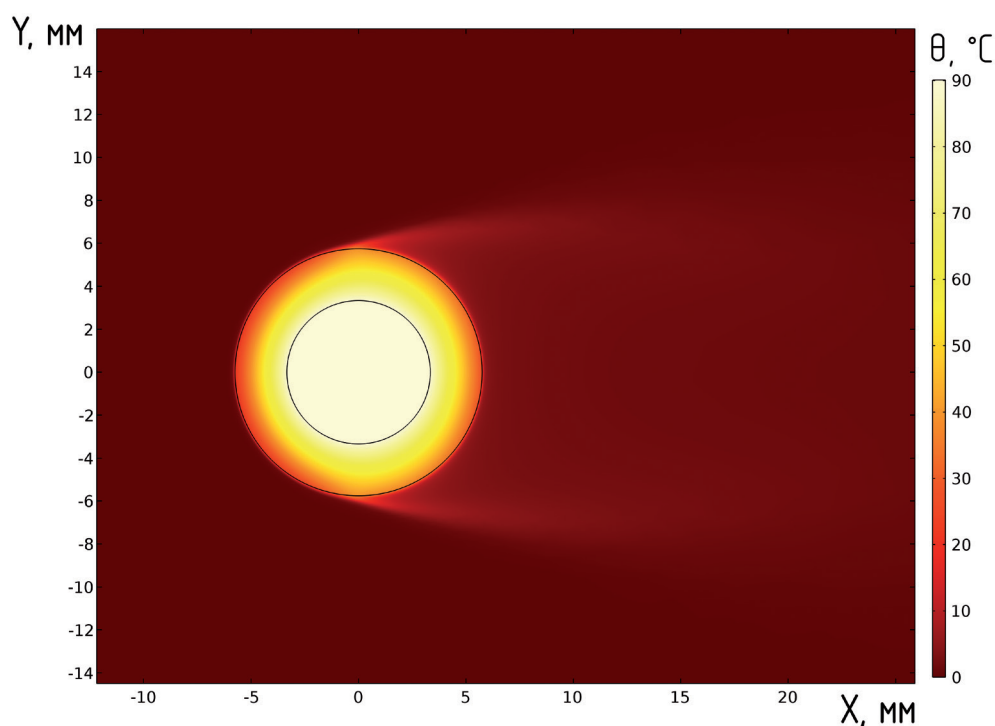


Рис. 5. Поле температуры в окрестности исследуемого проводника

Fig. 5. Temperature field in the studied conductor vicinity

Поскольку решение методом конечных элементов дает картину полей, возможно получить подробную картину распределения температуры как в любом сечении, так и на поверхности проводника, что показано на рис. 6 и 7.

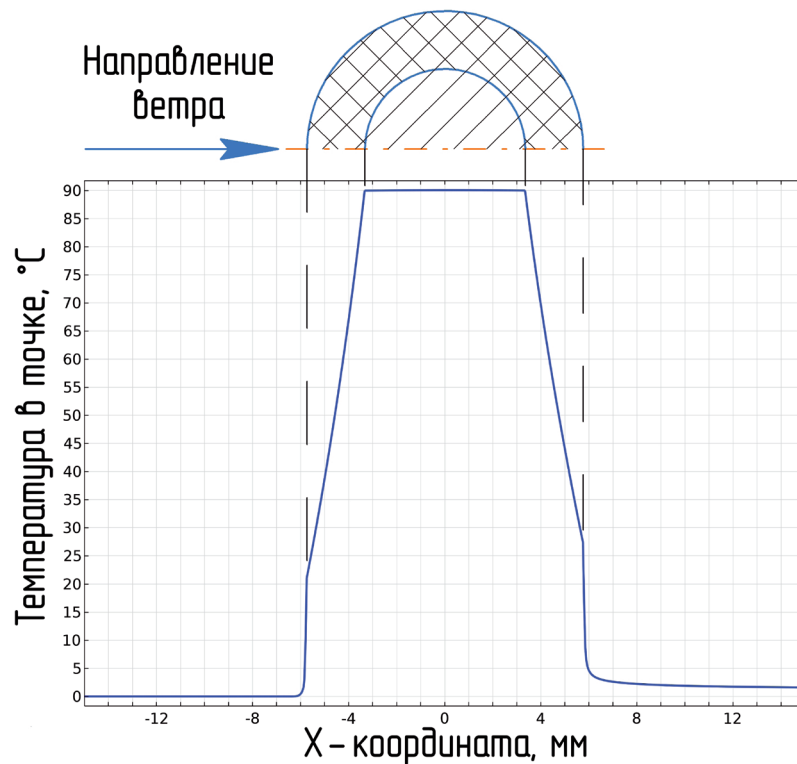


Рис. 6. Распределение температуры по горизонтальному сечению
Fig. 6. Temperature distribution over the horizontal section

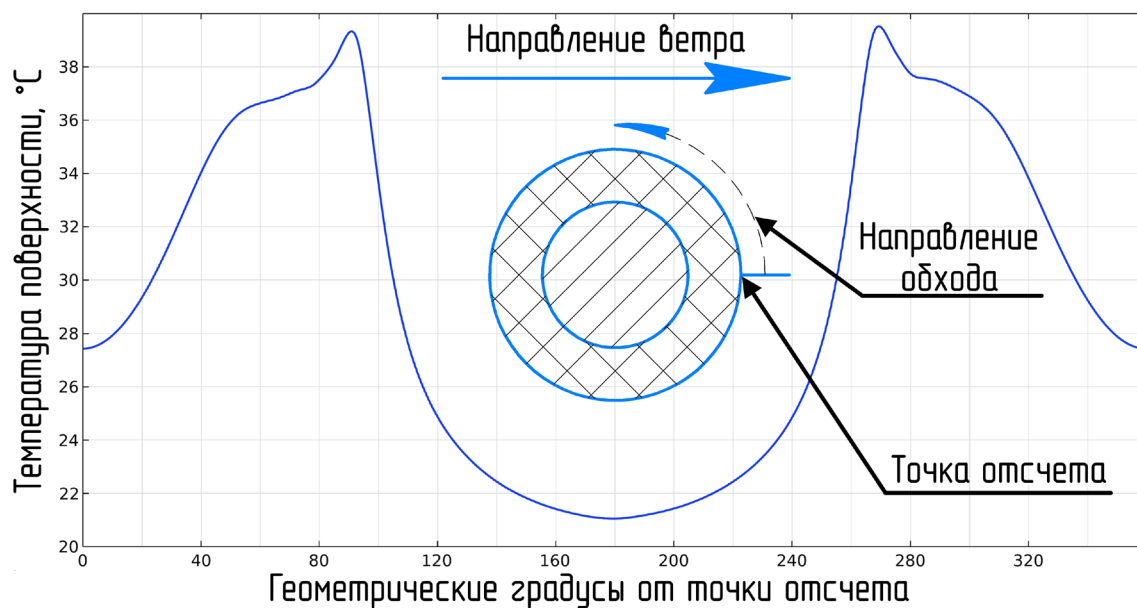


Рис. 7. График распределения температуры по поверхности проводника в предельном термическом режиме
Fig. 7. Diagram of temperature distribution over conductor surface in the limiting thermal mode

Представленная на рис. 7 зависимость температуры поверхности провода от угловой координаты показывает значительную разницу в температурах, составляющую 18,5°C. Погрешность определения температуры жилы для этого случая составляет 20,5%.

Для оценки разницы температур в широком диапазоне скоростей ветра была проведена серия моделирования с шагом в 2,5 м/с. Результаты моделирования приведены в табл. 2.

Таблица 2. Массив полученных данных

Table 2. Array of received data

Скорость ветра, м/с	Сила тока при моделировании методом конечных элементов $I_{МКЭ}$, А	Средняя температура поверхности, °С	Максимальная температура поверхности θ_{max} , °С	Минимальная температура поверхности θ_{min} , °С	Погонные потери в проводнике, Вт/м	Температура жилы $\theta_{МКЭ}$, °С
1,0	281,91	64,554	74,455	52,995	82,260	90,003
2,5	325,56	56,046	68,429	43,169	109,73	89,994
5,0	362,43	47,960	61,167	35,454	136,04	89,989
7,5	384,82	42,664	55,582	31,022	153,35	90,017
10,0	400,36	38,732	51,079	27,956	165,95	89,983
12,5	411,95	35,659	47,324	25,639	175,71	89,987
15,0	421,24	33,212	44,321	23,830	183,69	90,011
17,5	428,74	31,174	41,728	22,329	190,34	89,997
20,0	434,99	29,445	39,532	21,054	195,94	90,000

Исходя из полученных данных, пик разности температур наблюдается при скорости 2,5–5 м/с, что соответствует наиболее вероятной скорости ветра. Графически эта зависимость приведена на рис. 8. При низких скоростях ветра условия охлаждения на подветренной и наветренной сторонах примерно эквивалентны, что приводит к небольшой разнице температур на поверхности изоляции. По мере увеличения скорости ветра эта разница становится больше из-за увеличивающегося различия в условиях охлаждения между подветренной и наветренной сторонами. Одновременно с этим разность между температурой поверхности изоляции и окружающей среды уменьшается. Данная тенденция в конечном итоге приводит к сближению максимальной и минимальной температуры поверхности изоляции.

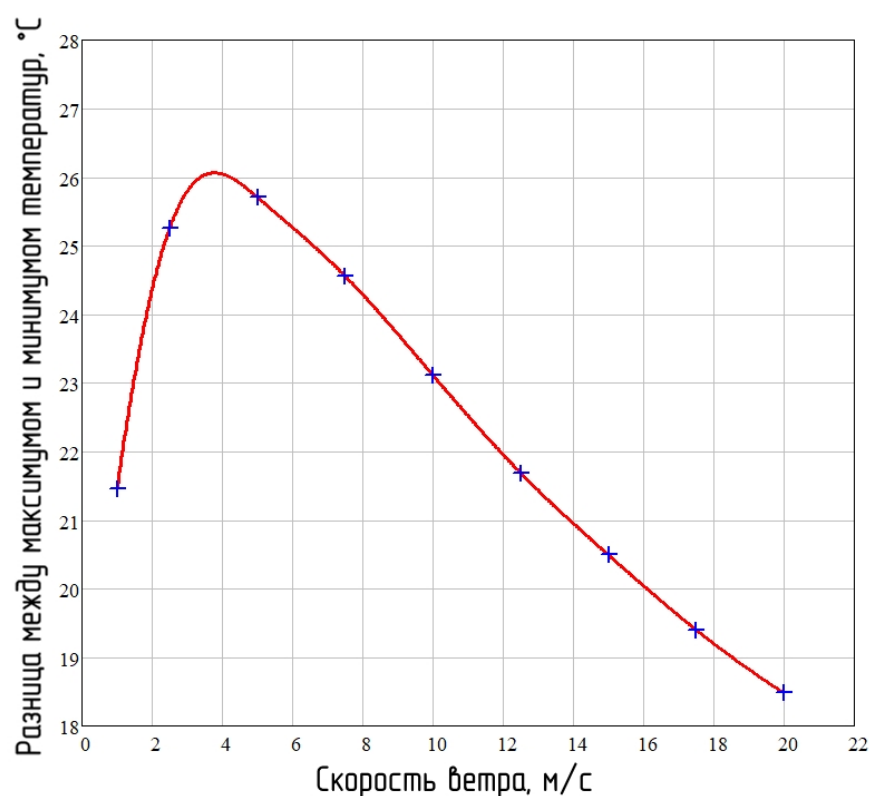


Рис. 8. Зависимость разницы между максимумом и минимумом температур на поверхности провода от скорости ветра
 Fig. 8. Difference between maximum and minimum temperatures on wire surface vs wind speed

Результаты сравнения математической модели с результатами метода конечных элементов при скорости ветра 5 м/с отображены в табл. 3. Для большего анализа введена искусственная погрешность измеренного тока $\Delta I_{изм}$ в диапазоне от -25 до +25% с шагом 5%.

Таблица 3. Сравнительный анализ
Table 3. Comparative analysis

$\Delta I_{изм}, \%$	$\Delta I_{изм} = I_{МКЭ} \times$ $\times \left[1 + \frac{\Delta I_{изм}}{100} \right],$ А	$\theta_{сорт}, ^\circ\text{C}$	$I_{сорт}, \text{А}$	$\theta, ^\circ\text{C}$	$\Delta \theta_{ж} =$ $= \theta - \theta_{МКЭ},$ $^\circ\text{C}$	$\Delta \theta_{сорт} =$ $= \theta_{сорт} - \theta_{изм},$ $^\circ\text{C}$	$\Delta I_{сорт} =$ $= \frac{I_{сорт} - I_{изм}}{I_{сорт}} \times$ $\times 100\%$
-25	271,820	29,939	302,071	56,040	-33,949	-18,372	11,128
-20	289,940	34,413	319,411	64,456	-25,533	-13,897	10,163
-15	308,070	38,630	334,158	72,398	-17,591	-9,681	8,470
-10	326,190	42,386	346,204	79,482	-10,507	-5,924	6,137
-5	344,310	45,576	355,731	85,503	-4,486	-2,735	3,318
0	362,430	48,181	363,089	90,426	0,437	-0,129	0,182
5	380,552	50,248	368,677	94,334	4,345	1,937	-3,120
10	398,673	51,849	372,865	97,364	7,375	3,538	-6,473
15	416,794	53,063	375,964	99,663	9,674	4,752	-9,796
20	434,916	53,965	378,225	101,372	11,383	5,655	-13,035
25	453,038	54,619	379,841	102,610	12,621	6,308	-16,157

Для большего анализа введена искусственная погрешность измеренного тока $\Delta I_{изм}$ в диапазоне от -25 до +25% с шагом 5%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Различные сценарии развития энергетики Net Zero, Accelerated, New Momentum прогнозируют ежегодное увеличение производства электрической энергии. В этих условиях возникает потребность повышения пропускной способности линий электропередачи. Реальной альтернативой традиционным путям решения проблемы (строительство новых линий, повышение напряжения и т. д.) является использование данных о погодных условиях и применение новых типов проводов с защитным слоем изоляции.

Указанная альтернатива требует изучения особенностей применения защищенных проводов и разработки соответствующего математического обеспечения. Пропускная способность линий электропередачи зависит от значения температуры токопроводящей жилы. Эту температуру для защищенных проводов можно найти через температуру на поверхности изоляции по формулам, ранее полученным авторами статьи. Однако эти формулы получены при предположении, что температура на поверхности изоляции во всех точках одинакова.

Результаты моделирования методом конечных элементов при наличии ветра показали, что температура на поверхности изоляции различна. Отмечаются практически неизменные значения температуры в пределах жилы и значительные изменения в области изоляции. Детальное изучение распределения температуры поверхности защищенного провода СИП-3 и использование уравнения теплового баланса позволили получить соотношения, связывающие максимальные и минимальные значения температуры, которые наблюдаются на поверхности изоляции, с температурой токопроводящей жилы. Допущением при моделировании является сплошной характер материала жилы, в отличие от многопроволочной реальной конструкции с воздушными промежутками.

Установлено, что при скорости 20 м/с максимальная разница в температурах составляет 18,5 °С. Выполнена оценка влияния величины скорости ветра на разницу между максимальным и минимальным значениями температуры на поверхности изоляции. Диапазон

скоростей в эксперименте (1–20 м/с) с интервалом 2,5 м/с соответствует статистике ветров в Омской области. Величина тока в токопроводящей жиле задавалась исходя из предельной температуры жилы 90 °С. На основе численного эксперимента выявлен максимум разности температур в 26 °С при скорости ветра в диапазоне от 3 до 4 м/с.

Сравнительный анализ математической модели с методом конечных элементов при точном измерении силы тока дает погрешности расчета температуры жилы в 0,44 °С. При ошибке измерения силы тока в $\pm 5\%$ погрешность температуры жилы возрастает приблизительно до $\pm 4,5$ °С. Метод конечных элементов принят при сравнении в качестве эталона. Сравнение проводилось при скорости ветра 5 м/с, которая несколько превышает значение, соответствующее максимуму разности температур в разных точках поверхности провода. Близость к максимуму разности температур поверхности позволяет в достаточной степени учесть погрешности измерения температуры поверхности, а некоторое повышение скорости ветра дает возможность повысить ток при допустимой температуре, что усиливает влияние погрешности тока.

Проведенные исследования представляются полезными в задачах увеличения пропускной способности линий электропередачи с защищенными изоляцией проводами.

Список источников

1. Hasan M.K., Ahmed M.M., Musa S.S., Islam S., Abdullah S.N.H.S., Hossain E. An improved dynamic thermal current rating model for PMU-based wide area measurement framework for reliability analysis utilizing sensor cloud system // IEEE Access. 2021. Vol. 9. P. 14446–14458. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3052368>.
2. Lai Ching-Ming, Teh Jiashen. Comprehensive review of the dynamic thermal rating system for sustainable electrical power systems // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 3263–3288. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.02.085>.
3. El-Azab M., Omran W.A., Mekhamer S.F., Talaat H.E.A. Congestion management of power systems by optimizing grid topology and using dynamic thermal rating // Electric Power Systems Research. 2021. Vol. 199. P. 107433. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107433>.
4. Dawson L., Knight A.M. Investigating the impact of a dynamic thermal rating on wind farm integration // IET Generation, Transmission & Distribution. 2023. Vol. 17. Iss. 4. P. 2449–2457. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12821>.
5. Lai Ching-Ming, Teh Jiashen, Alharbi B., AlKassem A., Aljabr A., Alshammari N. Optimisation of generation unit commitment and network topology with the dynamic thermal rating system considering N-1 reliability // Electric Power Systems Research. 2023. Vol. 221. P. 109444. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109444>.
6. Zainuddin N.M., Rahman M.S.A., Kadir M.Z.A.A., Ali N.H.B.N., Ali Z., Miszaina Osman, et al. Review of thermal stress and condition monitoring technologies for overhead transmission lines: issues and challenges // IEEE Access. 2020. Vol. 8. P. 120053–120081. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3004578>.
7. Rahman M., Atchison F., Cecchi V. Temperature-dependent system level analysis of electric power transmission systems: a review // Electric Power Systems Research. 2021. Vol. 193. P. 107033. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107033>.
8. Lawal O.A., Teh J. Dynamic thermal rating forecasting methods: a systematic survey // IEEE Access. 2022. Vol. 10. P. 65193–65205. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3183606>.
9. Karimi S., Musilek P., Knight A.M. Dynamic thermal rating of transmission lines: a review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 91. P. 600–612. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>.
10. Martinez R., Manana M., Arroyo A., Bustamante S., Laso A., Castro P., et al. Dynamic rating management of overhead transmission lines operating under multiple weather conditions // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 4. P. 1136. <https://doi.org/10.3390/en14041136>.
11. Xie Xiaowei, Liu Zhengjun, Xu Caijun, Zhang Yongzhen. A multiple sensors platform method for power line inspection based on a large unmanned helicopter // Sensors. 2017. Vol. 17. Iss. 6. P. 1222. <https://doi.org/10.3390/s17061222>.
12. Iglesias J., Watt G., Douglass D., Morgan V., Stephen R., Bertinat M., et al. Guide for thermal rating calculations of overhead lines // CIGRE. 2014. P. 95.
13. Zivkovic M. IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors sponsored by the transmission and distribution Committee. New York: IEEE, 2013. 58 p. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6692858>.
14. Петрова Е.В., Гиршин С.С., Криволапов В.А., Горюнов В.Н., Троценко В.М. Анализ длительно допустимых токов и потерь активной мощности в воздушных линиях электропередачи с учетом климатических факторов // Омский научный вестник. 2023. № 4. С. 84–92. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2023-188-84-92>. EDN: WQGZWB.
15. Liu Yanxin, Sun Jianyu, Chen Shaoping, Sha Jingjie, Yang Juekuan. Thermophysical properties of cross-linked polyethylene during thermal aging // Thermochimica Acta. 2022. Vol. 713. P. 179231. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2022.179231>.

16. Бигун А.Я., Гиршин С.С., Горюнов В.Н., Шепелев А.О., Ткаченко В.А., Троценко В.М. Оценка влияния ветра на нагрев изолированного провода воздушных линий электропередачи // *Динамика систем, механизмов и машин*. 2020. Т. 8. № 3. С. 23–30. <https://doi.org/10.25206/2310-9793-8-3-23-30>. EDN: HPGPAX.
17. Liu Zhao, Deng Honglei, Peng Ruidong, Peng Xiangyang, Wang Rui, Zheng Wencheng, et al. An equivalent heat transfer model instead of wind speed measuring for dynamic thermal rating of transmission lines // *Energies*. 2020. Vol. 13. Iss. 18. P. 4679. <https://doi.org/10.3390/en13184679>.
18. Sanda M., Kojima T., Higashi E., Maruyama T., Iwama N., Sakai O. Overhead transmission line monitoring system for dynamic rating // *SEI Technical Review*. 2018. No. 87. P. 64–69.
19. Jagota V., Sethi A.S., Kumar K. Finite element method: an overview // *Walailak Journal of Science and Technology*. 2013. Vol. 10. Iss. 1. P. 1–8. <https://doi.org/10.2004/WJST.V10I1.499>.
20. Петрова Е.В. Аналитический метод расчета потерь в воздушных линиях электроэнергетических систем с учетом изменения нагрузки и погодных условий // *Омский научный вестник*. 2023. № 3. С. 101–108. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2023-187-101-108>. EDN: QJTELW.

References

1. Hasan M.K., Ahmed M.M., Musa S.S., Islam S., Abdullah S.N.H.S., Hossain E. An improved dynamic thermal current rating model for PMU-based wide area measurement framework for reliability analysis utilizing sensor cloud system. *IEEE Access*. 2021;9:14446-14458. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3052368>.
2. Lai Ching-Ming, Teh Jiashen. Comprehensive review of the dynamic thermal rating system for sustainable electrical power systems. *Energy Reports*. 2022;8:3263-3288. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.02.085>.
3. El-Azab M., Omran W.A., Mekhamer S.F., Talaat H.E.A. Congestion management of power systems by optimizing grid topology and using dynamic thermal rating. *Electric Power Systems Research*. 2021;199:107433. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107433>.
4. Dawson L., Knight A.M. Investigating the impact of a dynamic thermal rating on wind farm integration. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2023;17(4):2449-2457. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12821>.
5. Lai Ching-Ming, Teh Jiashen, Alharbi B., AlKassem A., Aljabr A., Alshammari N. Optimisation of generation unit commitment and network topology with the dynamic thermal rating system considering N-1 reliability. *Electric Power Systems Research*. 2023;221:109444. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109444>.
6. Zainuddin N.M., Rahman M.S.A., Kadir M.Z.A.A., Ali N.H.B.N., Ali Z., Miszaina Osman, et al. Review of thermal stress and condition monitoring technologies for overhead transmission lines: issues and challenges. *IEEE Access*. 2020;8:120053-120081. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3004578>.
7. Rahman M., Atchison F., Cecchi V. Temperature-dependent system level analysis of electric power transmission systems: a review. *Electric Power Systems Research*. 2021;193:107033. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107033>.
8. Lawal O.A., Teh J. Dynamic thermal rating forecasting methods: a systematic survey. *IEEE Access*. 2022;10:65193-65205. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3183606>.
9. Karimi S., Musilek P., Knight A.M. Dynamic thermal rating of transmission lines: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;91:600-612. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.001>.
10. Martinez R., Manana M., Arroyo A., Bustamante S., Laso A., Castro P., et al. Dynamic rating management of overhead transmission lines operating under multiple weather conditions. *Energies*. 2021;14(4):1136. <https://doi.org/10.3390/en14041136>.
11. Xie Xiaowei, Liu Zhengjun, Xu Caijun, Zhang Yongzhen. A multiple sensors platform method for power line inspection based on a large unmanned helicopter. *Sensors*. 2017;17(6):1222. <https://doi.org/10.3390/s17061222>.
12. Iglesias J., Watt G., Douglass D., Morgan V., Stephen R., Bertinat M., et al. Guide for thermal rating calculations of overhead lines. *CIGRE*. 2014;95.
13. Zivkovic M. *IEEE Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors sponsored by the transmission and distribution Committee*. New York: IEEE; 2013, 58 p. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6692858>.
14. Petrova E.V., Girshin S.S., Krivolapov V.A., Goryunov V.N., Trotsenko V.M. The analysis of continuous admissible currents and active power losses in overhead power lines taking into account climatic factors. *Omsk Scientific Bulletin*. 2023;4:84-92. (In Russ.). <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2023-188-84-92>. EDN: WQGZWB.
15. Liu Yanxin, Sun Jianyu, Chen Shaoping, Sha Jingjie, Yang Juekuan. Thermophysical properties of cross-linked polyethylene during thermal aging. *Thermochimica Acta*. 2022;713:179231. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2022.179231>.
16. Bigun A.Ya., Girshin S.S., Goryunov V.N., Shepelev A.O., Tkachenko V.A., Trotsenko V.M. Evaluation of the influence of wind on heating of the insulated wire of electric transmission air lines. *Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines*. 2020;8(3):23-30. (In Russ.). <https://doi.org/10.25206/2310-9793-8-3-23-30>. EDN: HPGPAX.
17. Liu Zhao, Deng Honglei, Peng Ruidong, Peng Xiangyang, Wang Rui, Zheng Wencheng, et al. An equivalent heat transfer model instead of wind speed measuring for dynamic thermal rating of transmission lines. *Energies*. 2020;13(18):4679. <https://doi.org/10.3390/en13184679>.
18. Sanda M., Kojima T., Higashi E., Maruyama T., Iwama N., Sakai O. Overhead transmission line monitoring system for dynamic rating. *SEI Technical Review*. 2018;87:64-69.

19. Jagota V., Sethi A.S., Kumar K. Finite element method: an overview. *Walailak Journal of Science and Technology*. 2013;10(1):1-8. <https://doi.org/10.2004/WJST.V10I1.499>.
20. Petrova E.V. Analytical method for calculating losses in overhead lines of electric power systems taking into account changes in load and weather conditions. *Omsk Scientific Bulletin*. 2023;3:101-108. (In Russ.). <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2023-187-101-108>. EDN: QJTELW.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**Гиршин Станислав Сергеевич,**

к.т.н., доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
✉ stansg@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-0650-1880>

Горюнов Владимир Николаевич,

д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой электроснабжения
промышленных предприятий,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
vladimirgoryunov2016@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0002-4707-2023>

Петрова Елена Владимировна,

старший преподаватель кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
evpetrova2000@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7866-5630>

Криволапов Владислав Александрович,

аспирант,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
KrivolapovVladislav1998@gmail.com

Деев Владислав Александрович,

инженер кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
vlad_deev@inbox.ru

Щербаков Кирилл Сергеевич,

инженер кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
kirya.shcherbakov.01@mail.ru

Николаев Михаил Юрьевич,

к.т.н., доцент,
доцент кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
munp@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0002-3046-2092>

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**Stanislav S. Girshin,**

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Power Supply
of Industrial Enterprises,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
✉ stansg@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-0650-1880>

Vladimir N. Goryunov,

Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Head of the Department of Power Supply
of Industrial Enterprises,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
vladimirgoryunov2016@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0002-4707-2023>

Elena V. Petrova,

Senior Lecturer of the Department of Power Supply
of Industrial Enterprises,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
evpetrova2000@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7866-5630>

Vladislav A. Krivolapov,

Postgraduate Student,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
KrivolapovVladislav1998@gmail.com

Vladislav A. Deev,

Engineer of the Department of Power Supply
of Industrial Enterprises,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
vlad_deev@inbox.ru

Kirill S. Shcherbakov,

Engineer of the Department of Power Supply
of Industrial Enterprises,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
kirya.shcherbakov.01@mail.ru

Mikhail Yu. Nikolayev,

Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Power Supply
of Industrial Enterprises,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
munp@yandex.ru
<https://orcid.org/0000-0002-3046-2092>

Заявленный вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 27.12.2024 г.; одобрена после рецензирования 18.01.2025 г.; принята к публикации 15.02.2025 г.

Authors' contribution

The authors contributed equally to this article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 27.12.2024; approved after reviewing 18.01.2025; accepted for publication 15.02.2025.