



Применение нейросетевой модели для прогнозирования температуры изолированных проводов воздушных линий

А.А. Келембет^{1✉}, А.Я. Бигун²

¹Омский государственный технический университет, Омск, Россия

²Сургутский государственный университет, Сургут, Россия

Резюме. Целью работы является разработка нейросетевой модели на основе кривых нагрева и охлаждения изолированных проводов воздушных линий при изменении скорости ветра и его направления относительно оси провода, полученных экспериментальным путем. Объектом исследований выступают изолированные провода воздушных линий марки СИП-3. Для моделирования нагрева и охлаждения изолированного провода при разных скоростях ветра и его направлении была использована нейросетевая модель на основе многослойного перцептрона. В качестве критерия оценки результатов прогнозирования температуры жилы и изоляции провода была принята средняя абсолютная ошибка. Приведены основные параметры разработанной нейросетевой модели: количество скрытых слоев и нейронов в каждом из скрытых слоев, степень регуляции и регулирующая жесткость модели. По результатам моделирования построены прогнозируемые кривые нагрева и охлаждения изолированных проводов, которые в дальнейшем были сравнены с кривыми, полученными в ходе экспериментальных исследований. Получены следующие значения средней абсолютной ошибки: для прогнозируемой температуры жилы средняя абсолютная ошибка составила 1,74 °С, а для прогнозируемой температуры изоляции – 4,08 °С. Установлено, что разность между кривыми нагрева при малых скоростях ветра находится в пределах 9 °С. Показано, что при увеличении скорости ветра разность между кривыми уменьшается. Таким образом, анализ полученных результатов показал, что для повышения точности прогнозирования при помощи нейросетевой модели требуется более широкий перечень входящих параметров для обучения модели. Только в таком случае разность между экспериментальными данными и полученными при помощи разрабатываемой модели может составить менее 5%.

Ключевые слова: нейросетевая модель, изолированные провода, воздушная линия, влияние погодных условий, прогнозирование параметров линий электропередачи

Для цитирования: Келембет А.А., Бигун А.Я. Применение нейросетевой модели для прогнозирования температуры изолированных проводов воздушных линий // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 3. С. 453–461. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-3-453-461>. EDN: NBWEBZ.

POWER ENGINEERING

Original article

A neural network model for predicting the temperature of insulated overhead lines

Aleksandr A. Kelembet^{1✉}, Aleksandr Ya. Bigun²

¹Omsk State Technical University, Omsk, Russia

²Surgut State University, Surgut, Russia

Abstract. In this work, we develop a neural network model based on experimental heating and cooling curves of insulated wires of overhead lines under changes in wind speed and its direction relative to the wire axis. Insulated SIP-3 wire used in overhead lines was investigated. A multilayer perceptron neural network was employed to model the process of heating and cooling of insulated wire under changes in wind speed and its direction. The average absolute error was taken as a criterion for evaluating the prediction accuracy of wire core and insulation temperatures. The main parameters of the developed neural network model include the number of hidden layers and neurons in each hidden layer, the degree of regulation, and the regulatory rigidity of the model. The modelled heating and cooling curves of insulated wire were compared with those obtained experimentally. The average absolute error was equal to 1.74 and –4.08 °C for the predicted core and insulation temperatures, respectively. The difference between the heating curves at low wind speeds was found to range within 9 °C. It was shown that an increase in wind speed

leads to a decrease in the difference between the curves. Our analysis showed that neural network models used for predicting variations in the temperature of insulated overhead lines should be trained using a larger number of input parameters. This is the main prerequisite for high prediction accuracy of such models, when the difference between the simulated and experimental data does not exceed 5%.

Keywords: neural network model, insulated conductors, overhead power line, influence of weather conditions, forecasting power line parameters

For citation: Kelembet A.A., Bigun A.Ya. A neural network model for predicting the temperature of insulated overhead lines. *iPolytech Journal*. 2024;28(3):453-461. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-3-453-461>. EDN: NBWEBZ.

ВВЕДЕНИЕ

Спрос на электроэнергию неуклонно растет, эта тенденция будет поддерживаться в следующие десятилетия. Электроснабжение становится все более важным в связи с современными потребностями развития общества [1–9]. Различные факторы, такие как старение существующих электрических сетей, увеличение нагрузки [16], включение возобновляемых источников энергии [1, 3, 4], растущий спрос на электромобили [9], децентрализация и гибкость энергосистемы, критично влияют на системы передачи электроэнергии. На сегодняшний день темпы строительства новых линий электропередачи значительно отстают от темпов роста потребления электроэнергии, поэтому возникает необходимость увеличения пропускной способности существующих линий электропередачи³ [5–11, 19]. Пропускная способность линий электропередачи ограничивается различными условиями, такими как провис провода, ограничения длительно допустимой температуры провода, устойчивость, уровень напряжения [2]. Последние два фактора относятся к требованиям надежности.

Одним из многочисленных подходов к повышению пропускной способности воздушных линий (ВЛ) электропередачи является метод, учитывающий влияние климатических факторов на их температуру [12–17]. В основе данного метода лежит зависимость активного сопротивления провода и потерь активной мощности от температуры провода. При эксплуатации ВЛ при различных климатических условиях возможный уровень загрузки линии по условиям нагрева может отличаться. Существует несколько подходов для решения поставленной задачи.

Для оценки нагрева провода могут использоваться различные системы мониторинга, главным недостатком данных систем

являются большие финансовые вложения, связанные с монтажом и эксплуатацией оборудования. Также для оценки и прогнозирования температуры проводов используются расчетные методы (для стационарных и нестационарных режимов), но для их верификации требуются экспериментальные данные. Проведению таких экспериментальных исследований посвящено значительное количество работ [18–20]. В последнее время набирает популярность нейросетевое моделирование. Искусственные нейронные сети способны обрабатывать и анализировать огромные объемы данных, и уже используются во многих областях науки. Одним из возможных применений нейросетового моделирования является прогнозирование. Исходными данными при прогнозировании являются, как правило, результаты измерений. При помощи нейронных сетей возможно моделирование нелинейной зависимости будущего значения величины от его прошлых значений и от значений внешних факторов.

Представляет интерес применение метода нейросетового моделирования для прогнозирования температуры провода воздушной линии с учетом погодных условий.

МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рассмотрим применение искусственной нейронной сети для прогнозирования температуры жилы и изоляции провода СИП-3.

Для задачи прогнозирования температуры жилы и изоляции провода СИП-3 была выбрана нейронная сеть на основе MLP (от англ. Multilayer Perceptron). MLP – это разновидность искусственных нейронных сетей, которые часто используются для задач регрессии благодаря их гибкости и способности моделировать сложные зависимости между признаками [10].

Характеристики используемой сети для прогнозирования параметров провода СИП-

³Conductors for the uprating of existing overhead lines // B2 Overhead lines. Paris, 2019. 244 p. Режим доступа: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/763-conductors-for-the-uprating-of-existing-overhead-lines.html> (дата обращения: 25.04.2024).

3 показаны на рис. 1. Входными параметрами выступают следующие величины: ток нагрузки, скорость ветра, длительность нагрева и угол направления ветра; на выходе мы получаем температуру жилы и температуру изоляции.

Данные, используемые для обучения и тестирования нейронной сети, были получены из эксперимента [13], в ходе данного эксперимента было проведено исследование влияния ветра на нагрев и охлаждение изолированного провода СИП-3 сечением 16 мм². В ходе экспериментальных исследований проводилось более трех измерений при одинаковых условиях на временном интервале 30 мин, затем производилось усреднение полученных данных. Погрешность измерений не превышала 6%. Наибольший интерес вызывает интервал времени от 0 до 10 мин, так как в нем происходит наиболее интенсивное изменение температуры провода. Усредненные значения в интересующем интервале представлены в работе [11].

Подготовив экспериментальные данные, они были разделены на обучающие и тестовые выборки. После этого данные нормализуются с помощью StandartScaler (инструмент библиотеки Scikit-learn, предназначенный для нормализации данных) и переводятся в формат тензоров PyTorch, что

необходимо для работы с нейронной сетью. В роли оптимизатора модели выбран SGD (от англ. Stochastic Gradient Descent), а для оценки качества прогнозирования модели взята средняя абсолютная ошибка MAE (от англ. Minimum Absolute Error).

Средняя абсолютная ошибка рассчитывается следующим образом:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - y'_i|, \quad (1)$$

где N – число примеров обучающей выборки, y_i – целевое значение i -го примера, y'_i – предсказанное моделью значение.

Количество слоев: 6.

Количество нейронов в скрытых слоях: 5.

Количество нейронов в выходящем слое: 1.

Минимального отклонения удалось достичь при количестве эпох обучения сети равным 10000. На каждой эпохе модель делает прогноз, основанный на обучающих данных, вычисляются градиенты ошибок прогнозирования и используются для обновления весов модели. Для теста нейросети были выбраны следующие сценарии:

1) изменение температуры жилы и температуры изоляции при увеличении токовой нагрузки:

– угол направления ветра относительно оси провода – 50°;

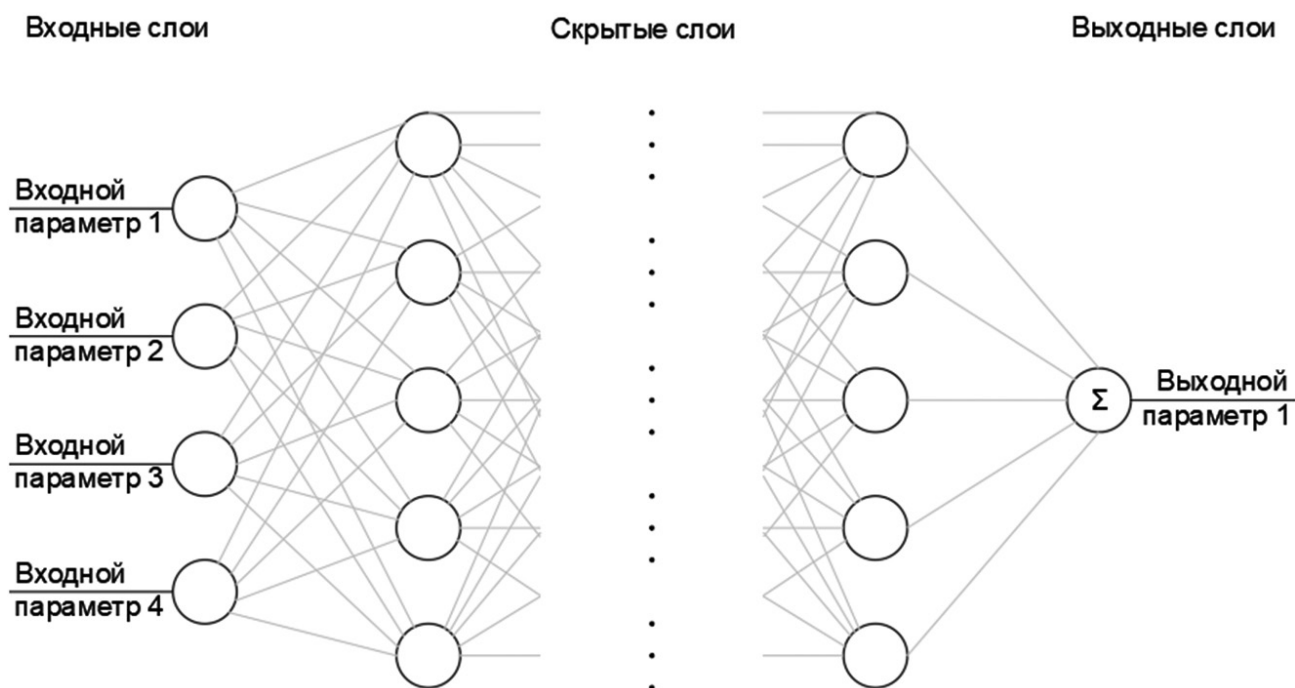


Рис. 1. Структура нейросети, используемой для прогнозирования температур жилы и изоляции провода СИП-3
 Fig. 1. The structure of the neural network used to predict the temperatures of the SIP-3 wire core and insulation

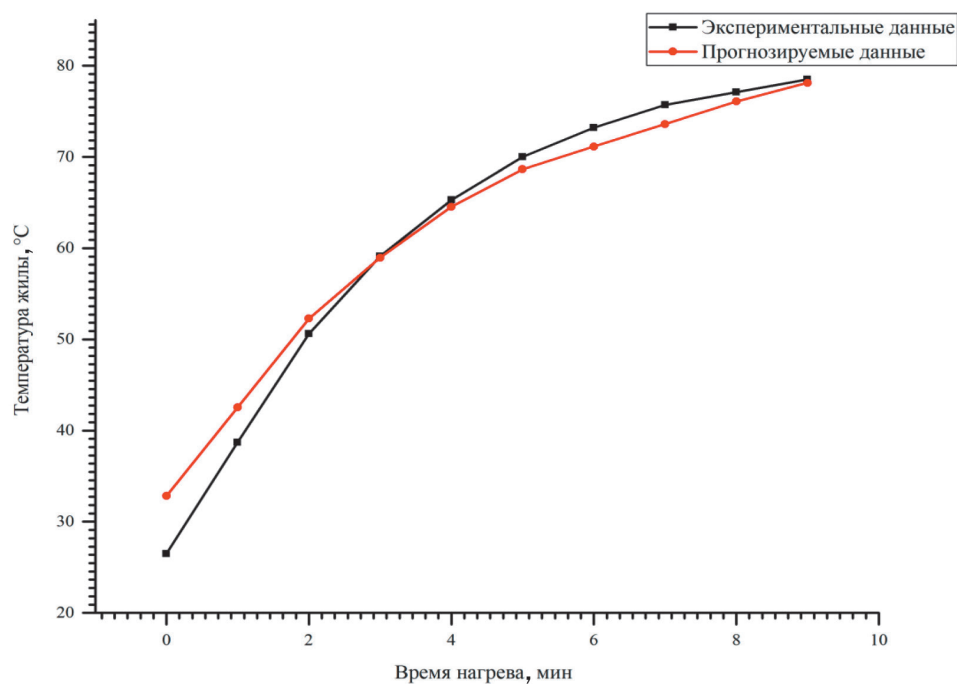


Рис. 2. Изменение температуры жилы при увеличении токовой нагрузки от 13 А до 130 А ($u = 0,6$ м/с, $\alpha = 50^\circ$)

Fig. 2. Core temperature variation when current load increases from 13 A to 130 A ($u = 0.6$ m/s, $\alpha = 50^\circ$)

- токовая нагрузка – 13–130 А;
- время нагрева – 9 мин;
- скорость ветра – 0,6 м/с.

Стоит отметить некоторые допущения исследования: изменение тока в исследуемой сети происходило мгновенно (переходные процессы в сети по времени крайне малы и

их можно не учитывать) от значения 13 А до 130 А, температура окружающего воздуха при проведении исследования оставалась постоянной, угол атаки и скорость ветра во время нагрева не изменялись. Экспериментальные и прогнозируемые нейронной сетью параметры провода представлены на рис. 2, 3.

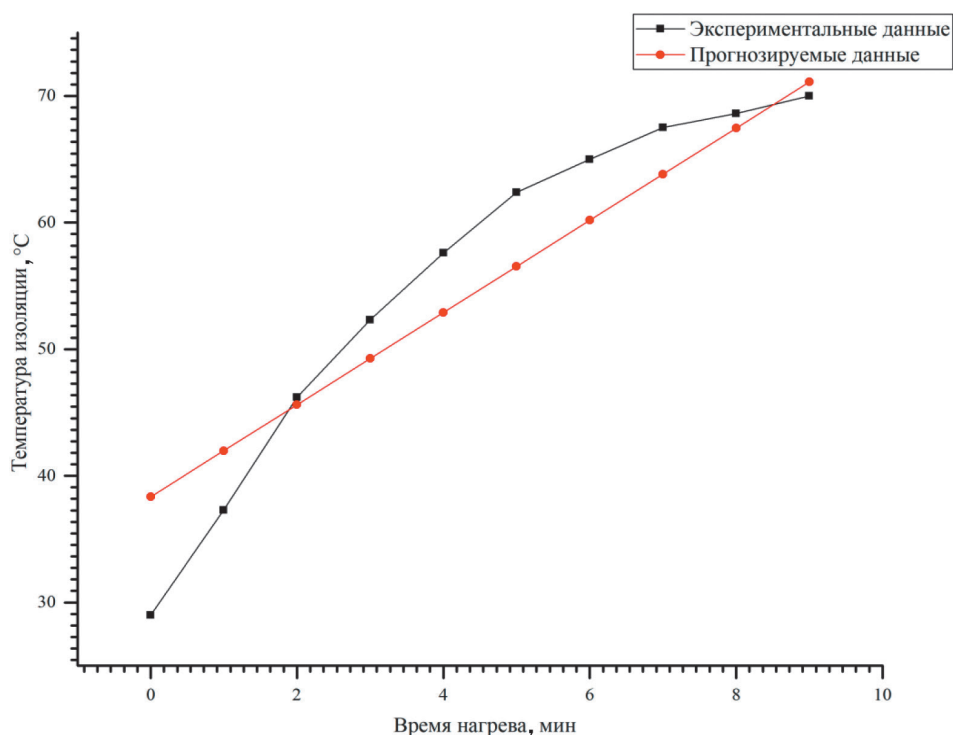


Рис. 3. Изменение температуры изоляции при увеличении токовой нагрузки от 13 А до 130 А ($u = 0,6$ м/с, $\alpha = 50^\circ$)

Fig. 3. Insulation temperature variation when current load increases from 13 A to 130 A ($u = 0.6$ m/s, $\alpha = 50^\circ$)

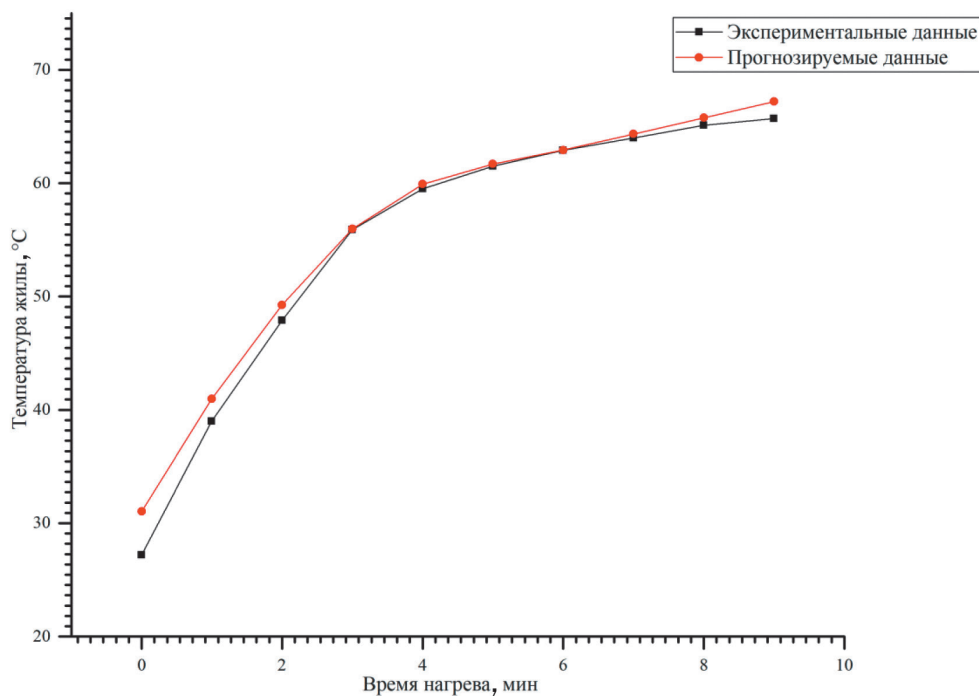


Рис. 4. Изменение температуры жилы при увеличении скорости ветра от 0,6 м/с до 1,6 м/с ($I = 130$ А, $\alpha = 90^\circ$)
Fig. 4. Core temperature variation when wind speed increases from 0.6 m/s to 1.6 m/s ($I = 130$ A, $\alpha = 90^\circ$)

2) Изменение температуры жилы и температуры изоляции при скорости ветра:

- угол направления ветра относительно оси провода – 90° ;
- токовая нагрузка – 130 А;
- время нагрева – 9 мин;

– диапазон изменения скорости составил 0,6–1,5 м/с.

Стоит отметить следующие допущения исследования: ток в исследуемой сети не изменяется, угол атаки ветра во время нагрева не изменяется, скорость ветра изменяется

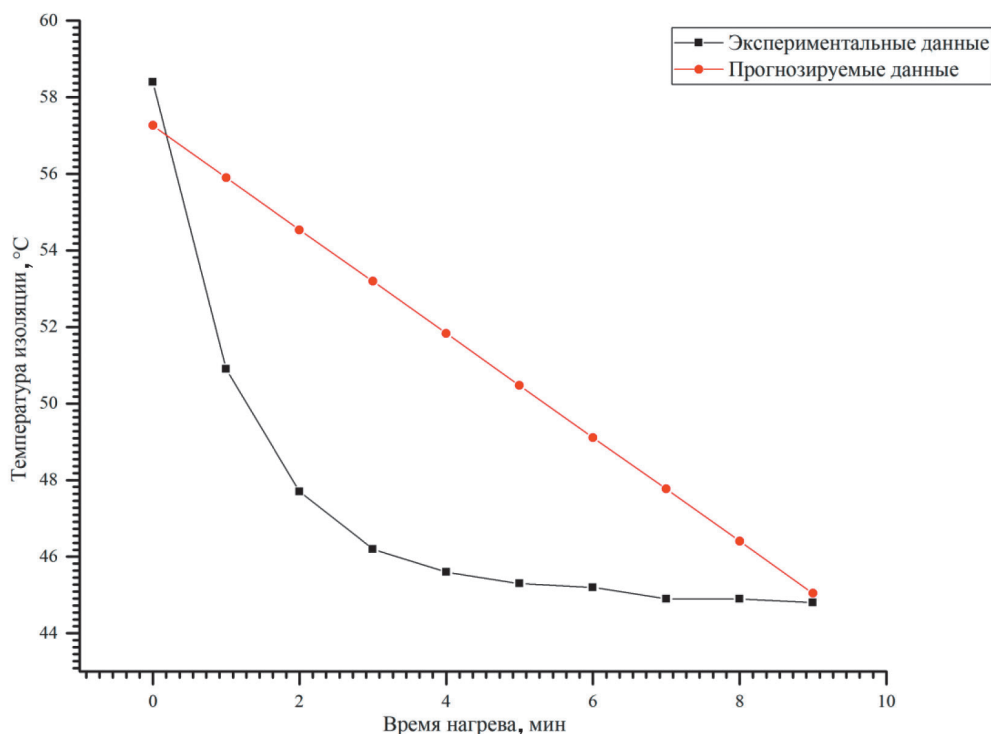


Рис. 5. Изменение температуры изоляции при увеличении скорости ветра от 0,6 м/с до 1,6 м/с ($I = 130$ А, $\alpha = 90^\circ$)
Fig. 5. Insulation temperature variation when wind speed increases from 0.6 m/s to 1.6 m/s ($I = 130$ A, $\alpha = 90^\circ$)

мгновенно. Изменение скорости ветра производилось путем изменения напряжения на электрическом двигателе постоянного тока, установленного в аэродинамической трубе. Экспериментальные и прогнозируемые нейронной сетью параметры провода представлены на рис. 4, 5.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В результате эксперимента получены следующие значения средней абсолютной ошибки:

- 1) для прогнозируемой температуры жилы $MAE = 1,74^{\circ}C$;
- 2) для прогнозируемой температуры изоляции $MAE = 4,08^{\circ}C$.

Учитывая результаты, показанные на рисунках выше (см. рис. 1–5), можно увидеть, что нейросетевая модель является подходящим инструментом для прогнозирования температуры изолированных проводов ВЛ. Зная параметры окружающей среды, возможно прогнозировать параметры провода с погрешностью менее 5%, что, в свою очередь, позволит определить фактическую длительно допустимую токовую нагрузку провода. На рис. 2 и 4 видно, что разница между прогнозируемыми и экспериментальными данными крайне мала. На рис. 3 и 5 наблюдаются существенные отклонения между экспериментальными и прогнозируемыми данными, максимальная разница между экспериментальным и прогнозируемым значением в одной из точек на рис. 3 равна $9^{\circ}C$, на рис. 5 максимальное отклонение равно $7^{\circ}C$. Для обоих случаев подобные отклонения могут быть связаны с недостатком исходных данных, так, например, для рис. 3 и 5 экспериментальных данных о нагреве изоляции было значительно меньше, чем о нагреве жилы, что вызвало дополнительные трудности при обучении нейросетевой модели. Отсюда можно сделать вывод, что количество и качество экспериментальных данных для обучения нейросетевых моделей имеют ключевое значение.

Также стоит отметить, что использование математических моделей для оценки температуры тоже является хорошим методом, поскольку все математические модели имеют схожие погрешности.

Нейросетевая модель может учитывать множество параметров при прогнозировании, в данном случае были использованы данные о направлении ветра, скорости ветра, токовой нагрузке, а также учитывалось время нагрева. Учесть такое количество входных данных в рамках одной математической модели крайне затруднительно. Также стоит отметить еще один недостаток математических моделей – жесткие требования к объему и качеству исходных данных при производстве расчетов. Применение нейросетевой модели для устранения нехватки исходных данных путем прогнозирования параметров является еще одним перспективным подходом к использованию нейронных сетей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье с помощью нейросетевой модели было рассмотрено влияние скорости и направления ветра на температуру провода СИП-3. Из полученных результатов видно, что расхождения могут как минимальными при достаточном количестве экспериментальных данных, так и значительными при недостатке данных. В дальнейшем представляет интерес использование более широкого перечня входящих параметров для обучения нейросетевой модели. Что, в свою очередь, позволит прогнозировать более точно длительно допустимые токи и время превышения длительно допустимых токов в линиях электропередачи, стрелы провеса провода, потери в линиях. Уточнение произойдет вследствие уменьшения расхождения кривых нагрева и охлаждения, получаемых при помощи нейросетевой модели и снятых параметров на стендах и действующих линиях.

Использование нейронных сетей может найти применение в диспетчерских службах, энергосбытовых компаниях и при производстве электротехнического оборудования. Так, например, для диспетчеров нейронные сети могут использоваться в следующих случаях: прогнозирование нагрузки; прогнозирование мощности, генерируемой возобновляемыми источниками энергии; оптимизация энергопотребления; аварийные сценарии, обнаружение неисправностей и т.д. Это может быть реализовано в виде человеко-машинного интерфейса, где нейросеть выступает «помощником» для диспетчера.

Список источников

1. Alassi A., Banales S., Ellabban O., Adam G., MacIver C. HVDC transmission: technology review, market trends and future outlook // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 112. P. 530–554. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>.
2. Arcia-Garibaldi G., Cruz-Romero P., Gomez-Exposito A. Future power transmission: visions, technologies and challenges // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 94. P. 285–301. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.004>.
3. Bedialauneta M.T., Fernandez E., Albizu I., Mazon A.J., Valverde V., Buigues G. Pilot installation for the monitoring of the tension-temperature curve of a distribution overhead line // *IEEE International Energy Conference and Exhibition (Florence, 9–12 September 2012)*. Florence: IEEE, 2012. P. 305–314. <https://doi.org/10.1109/EnergyCon.2012.6347772>.
4. Beryozkina S. Evaluation study of potential use of advanced conductors in transmission line projects // *Energies*. 2019. Vol. 12. Iss. 5. P. 822. <https://doi.org/10.3390/en12050822>.
5. Capelli F., Riba J.-R., Gonzalez D. Thermal behavior of energy-efficient substation connectors // *10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (Bydgoszcz, 29 June 2016 – 1 July 2016)*. Bydgoszcz: IEEE, 2016. P. 104–109. <https://doi.org/10.1109/CPE.2016.7544167>.
6. Capelli F., Riba J.-R., Sanllehi J. Finite element analysis to predict temperature rise tests in high capacity substation connectors // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017. Vol. 11. Iss. 9. P. 2283–2291. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1717>.
7. Rashmi, Shivashankar G.S., Poornima. Overview of different overhead transmission line conductors // *Materials Today: Proceedings Journal*. 2017. Vol. 4. Iss. 10. P. 11318–11324. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.09.057>.
8. Situmorang Yo.A., Zhao Zhongkai, Yoshida A., Abudula A., Guan Guoqing. Small-scale biomass gasification systems for power generation (<200 kW class): a review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 117. P. 109486. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109486>.
9. Zheng Yanchong, Niu Songyan, Shang Yitong, Shao Ziyun, Jian Linni. Integrating plug-in electric vehicles into power grids: a comprehensive review on power interaction mode, scheduling methodology and mathematical foundation // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 112. P. 424–439.
10. Андронов Ю.В., Мельников В.Н., Стрекалов А.В. Оценка прогнозирующих способностей многослойного персептрона с различными функциями активации и алгоритмами обучения // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2015. № 9. С. 18–20. EDN: UIKRNВ.
11. Белый В.Б., Куницын Р.А. Оценка способов снижения потерь напряжения в системах сельского электро-снабжения // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. 2023. № 4. С. 107–113. <https://doi.org/10.53083/1996-4277-2023-222-4-107-113>. EDN: TBGICK.
12. Бигун А.Я. Анализ нестационарных тепловых режимов воздушных линий электропередачи с учетом нелинейности процессов теплообмена и климатических факторов // *Омский научный вестник*. 2018. № 1. С. 40–44. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2018-157-40-44>. EDN: YSCCXT.
13. Бигун А.Я., Владимиров Л.В. Нагрев и охлаждение изолированных проводов воздушных линий электропередачи при вариации направления ветра // *Вестник Югорского государственного университета*. 2023. № 3. P. 107–116. <https://doi.org/10.18822/byusu202303107-116>. EDN: FKPBСG.
14. Бигун А.Я., Сидоров О.А., Осипов Д.С., Гиршин С.С., Горюнов В.Н., Петрова Е.В. Влияние режимных и климатических факторов на потери энергии при нестационарных тепловых режимах линий электропередачи // *Динамика систем, механизмов и машин*. 2017. Т. 5. № 3. С. 8–17. <https://doi.org/10.25206/2310-9793-2017-5-3-08-17>. EDN: ZTSRLJ.
15. Бубенчиков А.А., Бубенчикова Т.В. Анализ учета неоднородности токоведущих жил самонесущих изолированных проводов // *Вестник Югорского государственного университета*. 2023. № 4. С. 153–160. <https://doi.org/10.18822/byusu202304153-160>. EDN: BFLWWO.
16. Галстян Р.А., Цыгулев Н.И., Антонов М.А., Ткаченко А.С. Повышение эффективности передачи электроэнергии в электрической сети путём гибкого регулирования реактивной мощности // *Энергосбережение и водоподготовка*. 2022. № 5. С. 51–55. EDN: JFQMQF.
17. Дед А.В., Горюнов В.Н., Гиршин С.С., Бубенчиков А.А., Петров А.С., Петрова Е.В. [и др.]. Повышение точности расчета технологических потерь электрической энергии в ВЛ на основе учета режимных и климатических факторов // *Омский научный вестник*. 2010. № 1. С. 114–119. EDN: QBNDMT.
18. Игнатенко И.В., Власенко С.А., Пухова А.И., Тряпкин Е.Ю., Казакул А.А., Варыгина А.О. Алгоритм контроля токов в ЛЭП в заданных эксплуатационных условиях // *Энергия единой сети*. 2021. № 3. С. 44–53. EDN: ОПУНН.
19. Латыпов И.С., Сушков В.В., Хмара Г.А., Паршуков А.Н., Хамитов Р.Н. Увеличение пропускной способности электрической сети и повышение энергоэффективности действующей электроэнергетической системы нефтегазопромысловых потребителей // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2022. Т. 333. № 4. С. 236–247. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/4/3497>. EDN: EVKHKG.
20. Фигурнов Е.П., Харчевников В.И. Опыты по нагреву неизолированных проводов воздушных линий // *Электрические станции*. 2016. № 11. С. 41–47. EDN: XALDST.

References

1. Alassi A., Banales S., Ellabban O., Adam G., MacIver C. HVDC transmission: technology review, market trends and future outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019;112:530-554. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>.
2. Arcia-Garibaldi G., Cruz-Romero P., Gomez-Exposito A. Future power transmission: visions, technologies and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018;94:285-301. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.004>.
3. Bedialauneta M.T., Fernandez E., Albizu I., Mazon A.J., Valverde V., Buigues G. Pilot installation for the monitoring of the tension-temperature curve of a distribution overhead line. In: *IEEE International Energy Conference and Exhibition*. 9–12 September 2012, Florence. Florence: IEEE; 2012, p. 305-314. <https://doi.org/10.1109/EnergyCon.2012.6347772>.
4. Beryozkina S. Evaluation study of potential use of advanced conductors in transmission line projects. *Energies*. 2019;12(5):822. <https://doi.org/10.3390/en12050822>.
5. Capelli F., Riba J.-R., Gonzalez D. Thermal behavior of energy-efficient substation connectors // 10th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering. 29 June 2016 – 1 July 2016, Bydgoszcz. Bydgoszcz: IEEE; 2016, p. 104-109. <https://doi.org/10.1109/CPE.2016.7544167>.
6. Capelli F., Riba J.-R., Sanllehi J. Finite element analysis to predict temperature rise tests in high capacity substation connectors. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2017;11(9):2283-2291. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1717>.
7. Rashmi, Shivashankar G.S., Poornima. Overview of different overhead transmission line conductors. *Materials Today: Proceedings Journal*. 2017;4(10):11318-11324. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2017.09.057>.
8. Situmorang Yo.A., Zhao Zhongkai, Yoshida A., Abudula A., Guan Guoqing. Small-scale biomass gasification systems for power generation (<200 kW class): a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020;117:109486. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109486>.
9. Zheng Yanchong, Niu Songyan, Shang Yitong, Shao Ziyun, Jian Linni. Integrating plug-in electric vehicles into power grids: a comprehensive review on power interaction mode, scheduling methodology and mathematical foundation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019;112:424-439.
10. Andronov Yu.V., Melnikov V.N., Strekalov A.V. Assessment of predicting capacities of multi-layer perceptron with various functions of activation and training algorithms. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. 2015;9:18-20. (In Russ.). EDN: UIKRNb.
11. Beliy V.B., Kunitsyn R.A. Evaluation of ways to reduce voltage losses in rural power supply systems. *Bulletin of Altai State Agricultural University*. 2023;4:107-113. (In Russ.). <https://doi.org/10.53083/1996-4277-2023-222-4-107-113>. EDN: TBGICK.
12. Bigun A.Ya. The analysis of non-stationary thermal modes of overhead power lines with the non-linearity of heat transfer processes and climatic factors. *Omsk Scientific Bulletin*. 2018;1:40-44. (In Russ.). <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2018-157-40-44>. EDN: YSCCXT.
13. Bigun A.Ya., Vladimirov L.V. Heating and cooling of insulated wires of overhead power lines with variations in wind direction. *Yugra State University Bulletin*. 2023;3:107-116. (In Russ.). <https://doi.org/10.18822/byusu202303107-116>. EDN: FKPSBG.
14. Bigun A.Ya., Sidorov O.A., Osipov D.S., Girshin S.S., Goryunov V.N., Petrova E.V. Influence of regime and climatic factors on energy losses under non-stationary thermal conditions of power lines. *Dinamika sistem, mekhanizmov i mashin*. 2017;5(3):8-17. (In Russ.). <https://doi.org/10.25206/2310-9793-2017-5-3-08-17>. EDN: ZTSRLJ.
15. Bubenchikov A.A., Bubenchikova T.V. Analysis of the insulated self-supporting conductor obstacle. *Yugra State University Bulletin*. 2023;4:153-160. (In Russ.). <https://doi.org/10.18822/byusu202304153-160>. EDN: BFLWWO.
16. Galstyan R.A., Tsygulev N.I., Antonov M.A., Tkachenko A.S. Increasing the efficiency of electricity transmission in the electrical network by flexible regulation of reactive power. *Energoberezhenie i vodopodgotovka*. 2022;5:51-55. (In Russ.). EDN: JFQMQR.
17. Ded A.V., Goryunov V.N., Girshin S.S., Bubenchikov A.A., Petrov A.S., Petrova E.V., et al. Improving calculation accuracy of electric energy technological losses in overhead lines based on regime and climatic factors. *Omsk Scientific Bulletin*. 2010;1:114-119. (In Russ.). EDN: QBNDMT.
18. Ignatenko I.V., Vlasenko S.A., Puhova A.I., Tryapkin E.Yu., Kazakul A.A., Varygina A.O. Algorithm for power line currents monitoring under specified operating conditions. *Energy of Unified Grid*. 2021;3:44-53. (In Russ.). EDN: OTPUHZ.
19. Latypov I.S., Sushkov V.V., Khmara G.A., Parshukov A.N., Khamitov R.N. The electric grid capacity increasing and the energy efficiency improving for the existing oil and gas consumers' electric power system. *Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022;333(4):236-247. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/4/3497>. EDN: EVHKHG.
20. Figurnov E.P., Kharchevnikov V.I. Experiments on heating uninsulated wires of overhead transmission lines. *Power Technology and Engineering*. 2016;11:41-47. EDN: XALDST. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Келембет Александр Александрович,
аспирант,
Омский государственный технический университет,
644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Россия
✉ alexandr.kelembet@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0002-3880-7531>

Бигун Александр Ярославович,
к.т.н.,
доцент кафедры радиоэлектроники
и электроэнергетики,
Сургутский государственный университет,
628403, г. Сургут, пр. Ленина, 1, Россия
bigun_aya@surgu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6004-0974>

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 18.06.2024 г.; одобрена после рецензирования 02.09.2024 г.; принята к публикации 07.09.2024 г.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Aleksandr A. Kelembet,
Postgraduate Student,
Omsk State Technical University,
11 Mira pr., Omsk 644050, Russia
✉ alexandr.kelembet@gmail.com
<https://orcid.org/0009-0002-3880-7531>

Aleksandr Ya. Bigun,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of
Radio Electronics and Electrical Power Engineering,
Surgut State University,
1 Lenin pr., Surgut 628403, Russia
bigun_aya@surgu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6004-0974>

Authors' contribution

The authors contributed equally to the 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 18.06.2024; approved after reviewing 02.09.2024; accepted for publication 07.09.2024.