ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Статья поступила в редакцию: 09.10.2026
Статья принята к публикации: 15.10.2026
Статья опубликована: 28.10.2026

УДК 621.315.1

DOI: 10.32743/UniTech.2026.151.10.23578

Изменение структуры отказов воздушных линий 10 кВ при замене неизолированного провода на самонесущий изолированный

Кузьмин Евгений Владимирович
директор
ООО ЭТЛ Стандарт
Российская Федерация, г. Санкт-Петербург
E-mail: ooo.aes@inbox.ru

Changes in the failure structure of 10 kV overhead lines after replacing bare conductors with self-supporting insulated conductors

Kuzmin Evgenii
Director
ETL Standard LLC
Russia, Saint Petersburg

Аннотация

Ветер и падение деревьев вызывают большую часть отключений воздушных линий 6–10 кВ в лесных районах Северо-Запада России, и сетевые компании включают замену неизолированного провода самонесущим изолированным в программы повышения надёжности. Цель работы состояла в оценке того, как после такой замены меняются частота и структура отказов линий 10 кВ. Использованы сводные данные о реконструкции 168,93 км линий в пяти районах Ленинградской области, исполнительная документация трёх линий 10 кВ общей длиной 47,01 км и данные о прекращениях передачи электроэнергии за 2018, 2021 и 2022 гг., причём события 2022 г. классифицированы по техническим причинам и погодным условиям. Число событий на трёх линиях снизилось с восемнадцати в 2018 г. до нуля в 2021 г. и восьми в 2022 г., отношение среднегодовых частот составило 0,22 при $p < 0{,}001$. Семь из восьми событий 2022 г. произошли при ветровой нагрузке. Пять событий отнесены к внешнему механическому воздействию, два к нарушению изоляции и одно к нарушению

Библиографическое описание: Кузьмин Е.В. Изменение структуры отказов воздушных линий 10 кВ при замене неизолированного провода на самонесущий изолированный // Universum: технические науки : электрон. научн. журн. 2026. 10(151). URL: https://7universum.com/ru/tech/archive/item/23578

контакта с обрывом цепи. После замены провода в структуре отказов преобладают внешние механические воздействия, и приоритет эксплуатации переходит к удалению опасных деревьев вдоль трассы, контролю защиты от перенапряжений и контактных соединений.

Abstract

Wind and falling trees cause the main share of outages on 6–10 kV overhead lines in the forested areas of North-West Russia, and grid companies include the replacement of bare conductors with self-supporting insulated conductors in their reliability programmes. The study aimed to assess how the frequency and the structure of failures of 10 kV lines change after such a replacement. The work used summary data on the reconstruction of 168.93 km of lines in five districts of the Leningrad Region, the as-built documentation of three 10 kV lines with a total length of 47.01 km, and data on power supply interruptions for 2018, 2021 and 2022, with the events of 2022 classified by technical cause and weather conditions. The number of events on the three lines fell from eighteen in 2018 to zero in 2021 and eight in 2022, and the ratio of mean annual frequencies was 0.22 at $p < 0.001$. Seven of the eight events of 2022 occurred under wind load. Five events were attributed to external mechanical impact, two to insulation failure and one to contact failure with an open circuit. After the conductor replacement, external mechanical impacts dominate the failure structure, and the operational priority moves to the removal of hazardous trees along the route and to the control of overvoltage protection and connections.

Ключевые слова: самонесущий изолированный провод, воздушная линия 10 кВ, структура отказов, надёжность электроснабжения, падение деревьев, ветровая нагрузка, реконструкция распределительной сети.

Keywords: self-supporting insulated conductor, 10 kV overhead line, failure structure, power supply reliability, tree falls, wind load, distribution network reconstruction.

Введение

Воздушные линии 6–10 кВ образуют самую протяжённую часть сельских распределительных сетей, и Виноградов с соавторами оценили поток их отказов в российских энергосистемах в 5,27–8 отказа на 100 км в год [1, с. 80]. В лесистых районах Ленинградской области отказы связаны с погодой. По данным сетевой компании, из ста семидесяти семи технологических нарушений в Выборгских электрических сетях с января по сентябрь 2018 г. семьдесят девять вызваны стихийными явлениями и сорок семь падением деревьев и веток. Тихвинские электрические сети за тот же период зарегистрировали девяносто пять нарушений, из них тридцать одно связано со стихийными явлениями и тридцать пять с падением деревьев.

У сетевой компании северо-востока США около 90 % отключений в штормы с сильным ветром или снегом вызваны деревьями [11, с. 1–2]. При падении дерева на линию преобладают обрыв провода и короткое замыкание [6, с. 198].

Провод с изоляцией из сшитого полиэтилена выдерживает кратковременный контакт с растительностью [8, с. 1], хотя длительное касание упавшим деревом через частичные разряды ведёт к пробою [7, с. 2]. Думаревская и Парент на материале сети штата Коннектикут установили, что защищённый провод снижает число отключений от деревьев на

0,19–0,29 на километр в год, а в сочетании с усиленной обрезкой деревьев на 0,29–0,33 [4]. Российский пример даёт Орловская энергосистема, где перевод 7,7 % протяжённости линий 6–10 кВ на провод СИП-3 снизил поток отказов на 31 % [1, с. 81].

Опубликованные работы сравнивают совокупности линий с разным типом провода либо моделируют отдельные механизмы отказа. Данные о структуре отказов одних и тех же линий 10 кВ до и после замены провода с классификацией причин по российской форме акта расследования в изученной литературе не обнаружены. Работа построена на материалах из первых рук: документация и эксплуатационная статистика описывают объекты, реализация которых в 2018–2021 гг. шла под непосредственным руководством исполнительной дирекции подрядной организации. Отсюда цель исследования: оценить, как меняются частота и структура отказов линий 10 кВ после замены неизолированного провода на самонесущий изолированный провод СИП-3.

Материалы и методы

Программа замены провода в сетях 0,4–10 кВ сетевой компании Ленинградской области шла в 2018–2021 гг. Её объём по заявлению участников превысил 1430 км, из них свыше 250 км выполнено под непосредственным руководством исполнительной дирекции подрядчика, и эти величины в расчётах не участвуют. В документально подтверждённую часть входят тридцать пять участков на двадцати семи фидерах общей длиной 168,93 км в пяти районах, и линии 10 кВ занимают из них 161,68 км. Сечение нового провода менялось от 50 до 120 мм², провод СИП-3 1×70 мм² уложен на 93,36 км, включая смешанные участки 1×70 и 1×50 мм².

Детальный срез образуют три фидера с полными комплектами проектной и исполнительной документации. Фидер 9 – 01 Тихвинского района длиной 22,353 км реконструирован в 2019–2020 гг., фидер 330 – 03 Приозерского района длиной 16,887 км на двух участках и фидер 511 – 02 того же района длиной 7,773 км реконструированы в 2019 г. Вместе они дают 47,013 км.

Марка демонтированного провода по документам различается, поэтому в работе он описан обобщённо как неизолированный алюминиевый и сталеалюминиевый провод сечением 35–70 мм². Смонтирован на всех трёх линиях провод СИП-3 1×70 мм². Проектная документация относит трассы фидеров 330 – 03 и 511 – 02 ко II району по ветру с напором 500 Па и ко II району по гололёду со стенкой 15 мм, а у фидера 9 – 01 из 21,1 км трассы по лесу проходят 10,1 км. Состав работ по трём линиям приведён в таблице 1.

Таблица 1. Технические характеристики трёх линий 10 кВ после замены провода на СИП-3 1×70 мм²

Показатель	ф. 9-01	ф. 330-03	ф. 511-02
Район	Тихвинский	Приозерский	Приозерский
Год реконструкции	2019–2020	2019	2019
Длина по трассе, км	22,353	16,887	7,773
Демонтированный провод	А-70	АС-50 и АС-35	АС-50*
Установлено опор, шт.	384	302	135
Материал опор	дерево	железобетон	дерево и железобетон

Ограничители перенапряжений, комплектов	42	54	8
Разъединители, шт.	19	5	2
Реклоузеры, шт.	3**	нет	2
Расчистка трассы, га	15,0	нет данных	5,44

** По ведомости демонтажа, пояснительная записка проекта указывает марку А-35.*

** Заложены в проект, монтаж исполнительной документацией не подтверждён.

В эксплуатационных данных 2018 г. взят как базовый, а 2021–2022 гг. как период после реконструкции, годы строительства из сравнения исключены. За единицу учёта принято уникальное прекращение передачи электроэнергии. События 2022 г. классифицированы по техническим причинам согласно форме акта о расследовании причин аварий, утверждённой приказом Минэнерго России № 90, и по погодным условиям. Коды этой формы применяют и в отраслевых исследованиях, в том числе на данных ленинградского филиала [3, с. 7]. Периоды сопоставлены точным условным биномиальным критерием для пуассоновских потоков, доверительный интервал отношения частот построен по методу Клоппера и Пирсона.

Выборка отказов ограничена тремя линиями и одним базовым годом, причины на уровне линий классифицированы только для 2022 г. На сопоставление периодов могут влиять погода, расчистка трасс, реклоузеры фидера 511 – 02, положение мест отказа по отношению к реконструированным участкам и отбор аварийных линий на реконструкцию. Нулевое значение 2021 г. рассматривается вместе с данными 2022 г.

Результаты и обсуждения

На трёх линиях заменили опоры, установили коммутационные аппараты, ограничители перенапряжений и заземляющие устройства. Один комплект ограничителей перенапряжений приходится на 313 м трассы фидера 330 – 03, на 532 м фидера 9 – 01 и на 972 м фидера 511 – 02. Для неизолированных линий 10 кВ Юй с соавторами рекомендуют не менее одной группы ограничителей на 200–300 м [13, с. 1]. Изолированному проводу такая защита нужна и по другой причине: грозовой пробой изоляции создаёт точку, где дуга сопровождающего тока пережигает жилу [9, с. 2].

Ведомости работ дают площадь расчистки трассы 0,67–0,70 га на километр, что соответствует полосе шириной около 7 м. Число прекращений передачи электроэнергии по линиям и годам показано на рисунке 1.

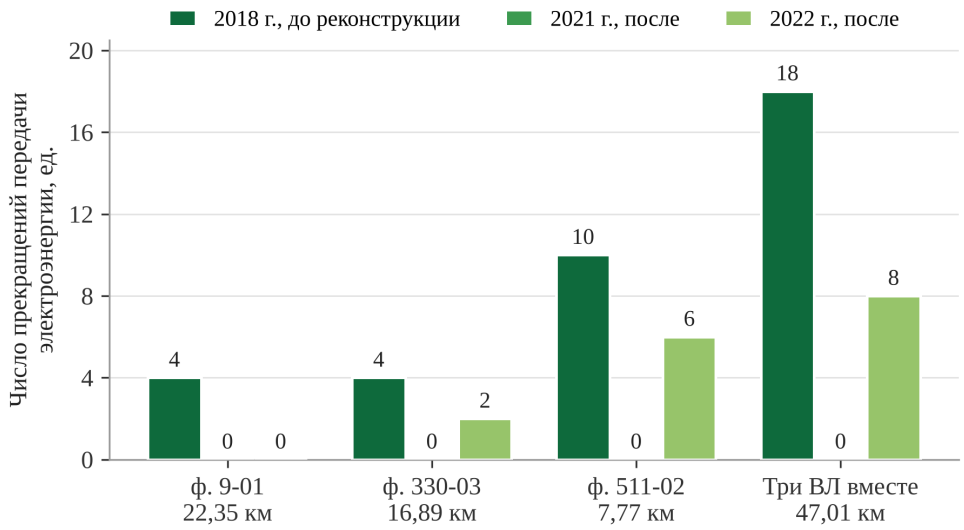


Рисунок 1. Число прекращений передачи электроэнергии на трёх линиях 10 кВ до и после замены провода

За 2018 г. на трёх линиях произошло восемнадцать событий, в 2021 г. ни одного, в 2022 г. восемь, и фидер 9 – 01 после реконструкции отказов не имел. Частота в пересчёте на 100 км снизилась с 38,3 до 8,5 в среднем за 2021–2022 гг. Отношение частот равно 0,22 при 95-процентном доверительном интервале 0,08–0,54 и $p < 0{,}001$, а сравнение одного 2022 г. с базовым годом даёт $p = 0{,}076$.

Базовое значение в 4,8–7,3 раза превышает типичный для сетей 6–10 кВ диапазон [1, с. 80]. Снижение на 0,30 отказа на километр в год попадает в диапазон, который Думаревская и Парент получили для сочетания защищённого провода с обрезкой деревьев, хотя они учитывали только отключения от деревьев [4]. Структура событий 2022 г. приведена на рисунке 2.

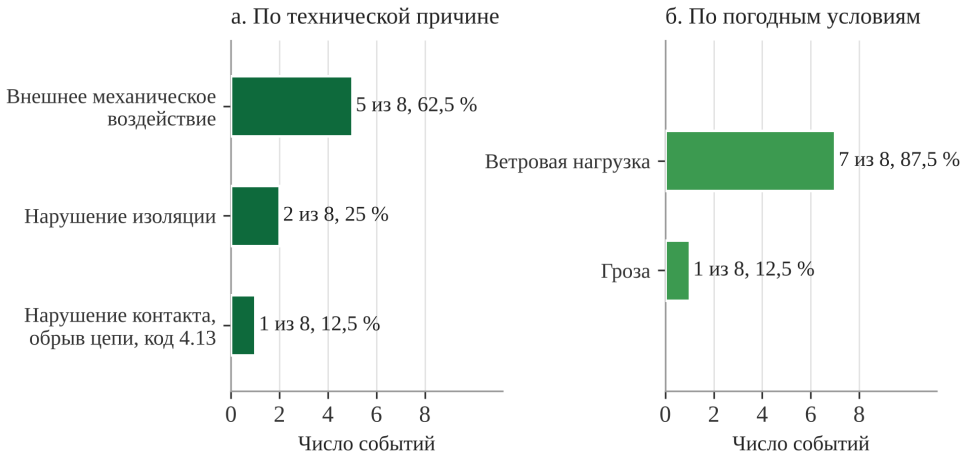


Рисунок 2. Структура прекращений передачи электроэнергии в 2022 г. по технической причине, панель а, и по погодным условиям, панель б

Пять из восьми событий отнесены к внешнему механическому воздействию, два к нарушению изоляции, одно к категории 4.13 «нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи», и семь событий пришлись на ветровую нагрузку. Событий схлёстывания проводов и потери механической прочности провода не зарегистрировано.

Такое распределение согласуется с падением деревьев из-за границы расчищенной полосы. При удалении дерева на 10 м провод СИП-3 1×70 рвётся при диаметре ствола от 16 см [2], а обрезка в сильные штормы сокращает число повреждений на 37,3 %, в слабые на 45,8–63,8 % [11, с. 11–12]. Фидер 511 – 02, самый короткий в срезе, дал шесть из восьми событий, и его частота в 2022 г. достигла 77,2 отказа на 100 км.

Два нарушения изоляции допускают объяснение длительным контактом с ветвями или перенапряжениями, способными пробить изоляцию компактной линии [10, с. 1866]. Событие категории 4.13 связано с контактными соединениями: прокалывающие зажимы отказывают из-за усталости, фреттинг-износа и коррозии, а момент затяжки должен превышать 18 Н·м [5, с. 1, 7].

После замены провода приоритет эксплуатации смещается к опасным деревьям за пределами полосы, осмотру трассы после ветра, плотности установки ограничителей и затяжке зажимов. Ранжировать участки трассы по риску позволяют модели, которые предсказывают отказы от деревьев с точностью 0,753 [12, с. 1]. Гвоздев с соавторами по результатам расчёта рекомендуют применять в лесной местности для линий 6–20 кВ самонесущие и изолированные провода [2], и данные трёх линий этой рекомендации не противоречат.

Во-первых, расчёт опирается только на документально подтверждённые 168,93 км программы. Во-вторых, данные трёх линий и одного базового года не позволяют утверждать причинную связь, и отбор аварийных линий мог завысить базовое значение. В-третьих, погода по годам, расчистка трасс и оснащение реклоузерами различались. В-четвёртых, пересчёт на длину верен, только если события произошли на реконструированных участках. В-пятых, структура отказов до реконструкции количественно не описана, и нулевое значение 2021 г. устойчивого уровня не отражает.

Заключение

Замена неизолированного провода на провод СИП-3 на трёх линиях 10 кВ общей длиной 47,01 км сопровождалась снижением среднегодовой частоты прекращений передачи электроэнергии в 4,5 раза при абсолютном снижении 0,30 отказа на километр в год. Во-первых, в структуре отказов после реконструкции преобладает внешнее механическое воздействие при ветровой нагрузке, а категория, включающая обрыв цепи, представлена одним событием из восьми. Во-вторых, решение применялось по общему принципу на 168,93 км линий в пяти районах, и детальный срез относится к самому распространённому в программе сечению 1×70 мм². В-третьих, приоритет эксплуатации после замены провода смещается к удалению опасных деревьев за пределами расчищенной полосы, к контролю ограничителей перенапряжений и затяжки прокалывающих зажимов.

Список литературы

1. Виноградов, А.В. Определение современных показателей надежности воздушных линий электропередачи 0,4–110 кВ / А.В. Виноградов, А.А. Лансберг, А.В. Виноградова // Агроинженерия. – 2023. – Т. 25, № 1. – С. 77–85. – DOI: 10.26897/2687-1149-2023-1-77-85.

2. Гвоздев, Д.Б. Оценка повреждаемости линий электропередачи напряжением 6–20 кВ в лесной местности, вызванной падением деревьев на различном удалении от провода / Д.Б. Гвоздев, Р.В. Иванов, В.О. Болонов [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2025. – № 4 (91). – С. 82–90. – DOI: 10.65209/2218-3116-2025-4-91-82-90.
3. Коржов, А.В. Анализ статистики технологических нарушений в кабельных распределительных сетях 6 (10) кВ / А.В. Коржов, В.И. Сафонов, Р.М. о. Бабаев, Я.Е. Коростелев // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2023. – Т. 23, № 4. – С. 5–13. – DOI: 10.14529/power230401.
4. Dumarevskaya, L. Electric grid resilience: The effects of conductor coverings, enhanced tree trimming, and line characteristics on tree-related power outages / L. Dumarevskaya, J.R. Parent // Electric Power Systems Research. – 2023. – T. 221. – Art. 109454. – DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109454.
5. Feng, Y. Fatigue life prediction of a piercing connector subject to breeze vibration and multi-field coupling / Y. Feng, S. Wu, K. Wu [et al.] // Mechanics & Industry. – 2023. – T. 24. – DOI: 10.1051/meca/2023039.
6. Hou, G. Modeling the resilience of power distribution systems subjected to extreme winds considering tree failures: An integrated framework / G. Hou, K.K. Muraleetharan // International Journal of Disaster Risk Science. – 2023. – T. 14, № 2. – P. 194–208. – DOI: 10.1007/s13753-023-00478-x.
7. Kabot, O. Enhanced fault type detection in covered conductors using a stacked ensemble and novel algorithm combination / O. Kabot, L. Klein, L. Prokop, W. Walendziuk // Sensors. – 2023. – T. 23, № 20. – Art. 8353. – DOI: 10.3390/s23208353.
8. Kabot, O. Dataset for antenna-based detection of fault types in covered conductors for 22 kV voltage power lines / O. Kabot, L. Klein, L. Prokop [et al.] // Scientific Data. – 2024. – T. 11. – Art. 1319. – DOI: 10.1038/s41597-024-04009-1.
9. Ning, X. Establishment mechanism of power-frequency follow-current arc on medium-voltage insulated conductors under lightning overvoltage / X. Ning, R. Yu, L. Liu [et al.] // Inventions. – 2026. – T. 11, № 2. – DOI: 10.3390/inventions11020028.
10. Stefenon, S.F. Optimal design of electrical power distribution grid spacers using finite element method / S.F. Stefenon, L.O. Seman, B.A. Pavan [et al.] // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2022. – T. 16, № 9. – P. 1865–1876. – DOI: 10.1049/gtd2.12425.
11. Taylor, W.O. A statistical framework for evaluating the effectiveness of vegetation management in reducing power outages caused during storms in distribution networks / W.O. Taylor, P.L. Watson, D. Cerrai, E. Anagnostou // Sustainability. – 2022. – T. 14, № 2. – Art. 904. – DOI: 10.3390/su14020904.
12. Wedagedara, H. Non-parametric machine learning modeling of tree-caused power outage risk to overhead distribution powerlines / H. Wedagedara, C. Witharana, R. Fahey [et al.] // Applied Sciences. – 2024. – T. 14, № 12. – Art. 4991. – DOI: 10.3390/app14124991.
13. Yu, J. Indirect lightning performance of 10-kV overhead distribution lines / J. Yu, S. Gu, J. Liu, H. Liu // Frontiers in Energy Research. – 2024. – T. 12. – Art. 1367183. – DOI: 10.3389/fenrg.2024.1367183.

References

1. Vinogradov A.V., Lansberg A.A., Vinogradova A.V. [Determination of modern reliability indicators of overhead power transmission lines of voltage classes 0.4–110 kV] // Agroinzheneriya. – 2023. – Vol. 25, No. 1. – P. 77–85. – DOI: 10.26897/2687-1149-2023-1-77-85. (In Russ.).
2. Gvozdev D.B., Ivanov R.V., Bolonov V.O., Tul'skiy V.N., Torokhtunov A.P. [Assessment of a 6–20 kV transmission line failure rate in the forest area caused by tree falls at a different distance from the wire] // Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie. – 2025. – No. 4 (91). – P. 82–90. – DOI: 10.65209/2218-3116-2025-4-91-82-90. (In Russ.).
3. Korzhov A.V., Safonov V.I., Babaev R.M. o., Korostelev Ya.E. [An analysis of the statistics of technological disruptions in a medium voltage cable distribution network] // Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya Energetika. – 2023. – Vol. 23, No. 4. – P. 5–13. – DOI: 10.14529/power230401. (In Russ.).
4. Dumarevskaya L., Parent J.R. Electric grid resilience: The effects of conductor coverings, enhanced tree trimming, and line characteristics on tree-related power outages // Electric Power Systems Research. – 2023. – Vol. 221. – Art. 109454. – DOI: 10.1016/j.epsr.2023.109454.
5. Feng Y., Wu S., Wu K., He W., Wang Z., Wang W. Fatigue life prediction of a piercing connector subject to breeze vibration and multi-field coupling // Mechanics & Industry. – 2023. – Vol. 24. – DOI: 10.1051/meca/2023039.
6. Hou G., Muraleetharan K.K. Modeling the resilience of power distribution systems subjected to extreme winds considering tree failures: An integrated framework // International Journal of Disaster Risk Science. – 2023. – Vol. 14, No. 2. – P. 194–208. – DOI: 10.1007/s13753-023-00478-x.
7. Kabot O., Klein L., Prokop L., Walendziuk W. Enhanced fault type detection in covered conductors using a stacked ensemble and novel algorithm combination // Sensors. – 2023. – Vol. 23, No. 20. – Art. 8353. – DOI: 10.3390/s23208353.
8. Kabot O., Klein L., Prokop L. Mišák S., Slanina Z. Dataset for antenna-based detection of fault types in covered conductors for 22 kV voltage power lines // Scientific Data. – 2024. – Vol. 11. – Art. 1319. – DOI: 10.1038/s41597-024-04009-1.
9. Ning X., Yu R., Liu L., Wang J., Zou J., Wang H., Tan T., Peng H., Yang X. Establishment mechanism of power-frequency follow-current arc on medium-voltage insulated conductors under lightning overvoltage // Inventions. – 2026. – Vol. 11, No. 2. – DOI: 10.3390/inventions11020028.
10. Stefenon S.F., Seman L.O., Pavan B.A., Ovejero R.G., Leithardt V.R.Q. Optimal design of electrical power distribution grid spacers using finite element method // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2022. – Vol. 16, No. 9. – P. 1865–1876. – DOI: 10.1049/gtd2.12425.

11. Taylor W.O., Watson P.L., Cerrai D., Anagnostou E. A statistical framework for evaluating the effectiveness of vegetation management in reducing power outages caused during storms in distribution networks // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, No. 2. – Art. 904. – DOI: 10.3390/su14020904.
12. Wedagedara H., Witharana C., Fahey R., Cerrai D., Parent J., Perera A.S. Non-parametric machine learning modeling of tree-caused power outage risk to overhead distribution powerlines // Applied Sciences. – 2024. – Vol. 14, No. 12. – Art. 4991. – DOI: 10.3390/app14124991.
13. Yu J., Gu S., Liu J., Liu H. Indirect lightning performance of 10-kV overhead distribution lines // Frontiers in Energy Research. – 2024. – Vol. 12. – Art. 1367183. – DOI: 10.3389/fenrg.2024.1367183.