

УДК 621.315
DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4209
Шифр специальности ВАК: 2.4.3

Разработка поправочных коэффициентов для выбора сечений кабеля при прокладке в полимерном кабельном канале

А.О. Шепелев[✉], Д.С. Осипов, В.А. Ткаченко

Югорский государственный университет, Россия, г. Ханты-Мансийск

[✉]alexshepelev93@gmail.com

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью разработки поправочных коэффициентов для выбора сечений кабеля при прокладке в полимерном кабельном канале на территории Российской Федерации. В настоящее время отсутствуют рекомендации, закреплённые государственными стандартами для прокладки кабельных линий электропередачи в полимерных трубах. *Цель:* разработка поправочных коэффициентов к прокладке кабельных линий электропередачи в полимерных кабельных каналах. *Объекты:* кабельные линии электропередачи, проложенные под землей в полимерных кабельных каналах. *Методы:* численное моделирование комбинированным частотно-стационарным методом; определение поправочных коэффициентов на основе интерполяции результатов моделирования; оценка и анализ результатов сравнения прокладки кабелей в гофрированных и гладких полимерных трубах. *Результаты.* Расчеты длительно-допустимого тока нагрузки для кабелей, проложенных в полимерных кабельных каналах, показали эффективность использования данного метода прокладки кабельных линий. Использование труб с гладкими стенками позволяет гораздо эффективнее отводить тепло от кабелей в окружающую среду (в сравнении с гофрированной трубой), что дает возможность увеличить пропускную способность одного и того же кабеля примерно на 25 %, в зависимости от количества проложенных рядом труб. По результатам моделирования теплового режима гофрированной и гладкой полимерных труб можно сделать вывод о том, что гофрированная труба значительно осложняет отвод тепла от кабельной системы в окружающую среду (грунт). Данный факт вызван наличием воздушных промежутков в ребристой структуре гофрированной трубы. Промежутки, заполненные воздухом, выступают в качестве теплоизолирующего слоя, в отличие от гладкой трубы, в которой данный промежуток отсутствует. Разработанные коэффициенты позволяют учесть влияние расположения кабелей на их допустимый ток уже на этапе проектирования, вследствие чего снизятся затраты на потери при передаче энергии из-за неправильно выбранного сечения кабеля и повышенной температуры.

Ключевые слова: моделирование, кабельная линия электропередачи, полиэтиленовая труба, длительно допустимая токовая нагрузка, поправочный коэффициент

Благодарности: Исследование выполнено в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (тема «Разработка моделей вейвлет анализа нестационарных режимов электрических сетей для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей», код темы: FENG-2023-0005).

Для цитирования: Шепелев А.О., Осипов Д.С., Ткаченко В.А. Разработка поправочных коэффициентов для выбора сечений кабеля при прокладке в полимерном кабельном канале // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 3. – С. 7–16. DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4209

UDC 621.315
DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4209

Development of correction coefficients for cable cross-sections selection in polymeric cable channel

A.O. Shepelev[✉], D.S. Osipov, V.A. Tkachenko

Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

[✉]alexshepelev93@gmail.com

Abstract. Relevance. The need to develop correction coefficients for selecting cable sections when laying in the polymeric cable channel in the Russian Federation. Currently, there are no recommendations fixed by the state standards for laying cable power lines in polymer pipes. **Aim.** To develop correction factors for laying cable power lines in the polymer cable channel. **Objects.** Cable transmission lines laid underground in polymer pipes. **Methods.** Numerical simulation of combined frequency-stationary method; determination of correction factors based on interpolation of model results; evaluation and analysis of comparison of cables in corrugated and smooth polymer pipes. **Results.** Calculations of the long-term current load for cables laid in the polymeric cable channel showed the effectiveness of this method of laying cable lines. The use of pipes with smooth walls makes it much more efficient to remove heat from cables into the environment (compared to a corrugated pipe), which allows you to increase the capacity of the same cable by about 25%, depending on the number of pipes laid nearby. Based on the results of the simulation of the thermal mode of corrugated and smooth polymer pipes, it can be concluded that corrugated pipe significantly complicates heat removal from the cable system to the environment (soil). This is due to the presence of air gaps in the ribbed structure of the corrugated pipe. The gaps filled with air act as a heat-insulating layer, unlike a smooth pipe in which this gap is absent. The developed coefficients will take into account the influence of the location of cables on their allowable current already at the design stage, which will reduce the cost of power transmission losses due to the wrong cable cross-section and high temperature.

Keywords: simulation, cable transmission line, polyethylene pipe, continuous permissible current, correction factor

Acknowledgements: The research was carried out within the national assignment by the Ministry of Science and Higher Education in the Russian Federation (theme “Model building for wavelet analysis of non-steady behavior in electric power systems for reliability growth effectiveness for electric power supply to a customer”, theme code: FENG-2023-0005).

For citation: Shepelev A.O., Osipov D.S., Tkachenko V.A. Development of correction coefficients for cable cross-sections selection in polymeric cable channel. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 3, pp. 7–16. DOI: 10.18799/24131830/2024/3/4209

Введение

Кабельные линии (КЛ) могут прокладываться в различных местах и различными методами. По итогу в проекте строительства будет выбран наиболее приемлемый метод прокладки КЛ в зависимости от взаимного расположения точек, которые соединяет кабель, и от произведенных технико-экономических расчетов.

Согласно терминам и определениям правил устройства электроустановок (ПУЭ) кабельным блоком называется кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами [1].

Однако на сегодняшний день область применения полиэтиленовых (ПЭ) труб может быть гораздо шире, впрочем, как и сам материал, из которого они выполнены. Так, помимо привычных областей применения, ПЭ трубы могут быть использованы:

- для защиты кабелей от возможных внешних механических воздействий по всей длине трассы КЛ, при этом обеспечивая их практически абсолютную защиту;
- с целью увеличения длительно допустимой токовой нагрузки КЛ;
- при прокладке кабелей в сейсмоопасных зонах;
- при строительстве новых или реконструкции уже имеющихся КЛ в условиях плотной городской застройки.

К основным преимуществам электроснабжения потребителей с помощью КЛ электропередачи относятся:

1. Электрическая сеть, выполненная КЛ, наиболее компактна (особенно при прокладке в кабельной

канализации). КЛ электропередачи способствуют сохранению городского ландшафта, что особенно актуально в исторических районах города.

2. Передача электрической энергии с помощью КЛ электропередачи имеет более высокий уровень надёжности. Данный факт связан с меньшим влиянием окружающей среды на линию электропередачи.
3. КЛ электропередачи имеют более низкий уровень электромагнитного излучения, чем воздушные линии электропередачи и, следовательно, оказывают меньшее влияние на окружающую среду и на электромагнитную обстановку в целом.

КЛ электропередачи обладают меньшей пропускной способностью по сравнению с воздушными линиями электропередачи. Это непосредственно связано с худшими условиями охлаждения КЛ, особенно в контексте многообразия способов прокладки и конструктивных особенностей кабелей. В то же время пропускная способность линий электропередачи зависит значительно от температуры токоведущих жил как для воздушных [2–4], так и для кабельных линий электропередачи [5–8].

Поэтому определение температурных режимов КЛ, прокладываемых в земле в полимерных кабельных каналах, является актуальной проблемой также и с точки зрения повышения надёжности электроснабжения потребителей [9–13].

При прокладке традиционным способом (укладка кабеля на песчаную подушку и непосредственно в песок) имеет место повышение влажности на поверхности защитных покровов. В случае прокладки

кабельных линий электропередачи в трубах обеспечивается дополнительная защита кабеля от деструктивного влияния влаги на его физико-химические свойства. В месте повышенной влажности возможно образование дефекта в изоляции и повышение количества частичных разрядов, что в конечном итоге может привести к пробое и к дальнейшему выходу КЛ электропередачи из строя [13, 14]. Но одним из положительных свойств полимерных труб является их устойчивость к воздействию коррозии, что позволяет прокладывать КЛ во влажных средах без предварительной и периодической покраски труб. ПЭ трубы не боятся высоких температур и морозов, устойчивы к механическим воздействиям и высокому внешнему давлению.

В настоящее время обычно для полимерных труб используют полиэтилен низкого давления (высокой плотности). Данный материал достаточно гибкий, имеет низкую стоимость, подходит для длительной эксплуатации и избавляет от расходов на соединение труб, так как в этом случае трубы соединяются специальными муфтами.

Теоретические основы расчета теплового поля кабельных линий электропередачи

В общем случае тепловое поле для КЛ описывается через дифференциальное уравнение теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \operatorname{div}(\chi \cdot \operatorname{grad}(T)) + \frac{q_v}{c_v},$$

где T – температура, К; t – время, с; q_v – объёмная плотность тепловыделения, Вт/м³; c_v – объёмная теплоёмкость, Дж/(К·м³); χ – температуропроводность, м²/с.

Величина температуропроводности рассчитывается по формуле:

$$\chi = \frac{\lambda}{c_v}.$$

С применением аналитических преобразований и эмпирических формул была создана методика оценки тепловых стационарных режимов КЛ МЭК 60287 [15], учитывающая все применяемые на практике конструкции КЛ. В основе данного стандарта лежит модель Нейера–МакГрафа [16], которую другие авторы адаптировали под различные конструкции кабельных изделий [17–19].

Определение длительно допустимого тока в методике МЭК производится по формуле:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{T_{\text{доп}} - T_0 - Q_0(0,5R_{T1} + R_{T2} + R_{T3} + R_{T4})}{\left[R_{\text{ж}}R_{T1} + R_{\text{ж}}(1 + \Delta_1)R_{T2} + \right. \\ \left. + R_{\text{ж}}(1 + \Delta_1 + \Delta_2)(R_{T3} + R_{T4}) \right]},$$

где $T_{\text{доп}}$ – допустимая рабочая температура кабеля, °С; T_0 – температура окружающей среды, °С; Q_0 – диэлектрические потери в изоляции на единицу длины, Вт/м; $R_{\text{ж}}$ – электрическое сопротивление жилы переменному току на единицу длины при максимальной рабочей температуре, Ом/м; R_{T1} , R_{T2} , R_{T3} , R_{T4} – тепловые сопротивления различных слоев конструкции кабеля и окружающей среды на единицу длины, К·м/Вт; Δ_1 , Δ_2 – отношение общих потерь в металлическом экране и броне к сумме потерь в токопроводящей жиле.

МЭК 60287 учитывает множество факторов, влияющих на параметры кабельной системы в земле: конструкцию КЛ, поверхностный эффект, эффект близости, температурную зависимость активного сопротивления токопроводящих материалов, способы заземления экранов и др., но очевидно, что все факторы, влияющие на допустимый ток КЛ, учесть в практических расчетах невозможно. К тому же из-за большого количества коэффициентов и формул использование стандарта МЭК 60287 для применения при оценке пропускной способности затруднительно. Поэтому в настоящее время предлагают использовать ряд программных комплексов (ANSYS, COMSOL Multiphysics, ELCUT, CymCap), основанных на применении метода конечных элементов [20–25].

Температурные режимы кабельных линий напряжением 10 кВ, проложенных в полимерных трубах

Длительно допустимые токи кабелей, проложенных в полимерных трубах, рассчитаны при коэффициенте нагрузки $K=1$ для температуры окружающей среды 15 °С – при прокладке в земле. При прокладке в земле (в полимерной трубе) токи рассчитаны при глубине закладки трубы 0,7 м и удельном тепловом сопротивлении почвы 1,2 К·м/Вт, что соответствует коэффициенту теплопроводности равному 0,833 Вт/К·м. Металлические экраны кабелей соединены с двух сторон кабелей и заземлены.

Фактический длительно-допустимый ток КЛ электропередачи определяется по выражению:

$$I_{\text{факт. доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_5 \cdot I_{\text{длит. доп}}, \quad (1)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчётной; k_2 – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление почвы, определяется в соответствии с ПУЭ [1, таблица 1.3.23] (в эксперименте принимаем k_2); k_3 – коэффициент, учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной полимерной трубе; k_5 – коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных КЛ в земле (в трубах), определяется в соответствии с ПУЭ [1, таблица 1.3.26].

Для корректировки (учёта прокладки кабеля в полимерной трубе) величины длительно-допустимого тока выражение (1) необходимо скорректировать путём введения поправочного коэффициента k_4 . Данный коэффициент позволит оценить снижение длительно-допустимого тока для кабелей, проложенных в полимерном канале (трубе). Физический смысл представленного коэффициента заключается в снижении токовой загрузки кабеля, проложенного в полимерном канале, вызванной ухудшением теплоотдачи с поверхности кабеля в окружающую среду. Это связано с тем, что кабель, находясь в замкнутом пространстве ограниченной трубой, передаёт свою теплоту через воздух, который обладает низкой теплопроводностью. Тогда выражение (1) с учётом коэффициента k_4 будет выглядеть следующим образом:

$$I_{\text{факт. доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot I_{\text{длит. доп.}} \quad (2)$$

Процесс нагрева будем рассматривать на примере кабеля АПвП 1×50/16 с изоляцией из сшитого полиэтилена с жилами, выполненными из алюминиевой проволоки на напряжение 10 кВ, проложенного в земле, в кабельном канале, в соответствии с требованиями ПУЭ (п. 2.3.84) [1].

Таблица 1. Структура кабеля АПвП 1×50/16 с изоляцией из сшитого полиэтилена изоляцией и свойствами материалов

Table 1. Structure of APvP 1×50/16 cable with cross-linked polyethylene insulation and material properties

Материал Material	Внешний радиус, мм Outer radius, mm	Плотность, кг/м³ Density, kg/m³	Теплоёмкость, Дж/(кг·°C) Heat capacity, J/(kg·°C)	Теплопроводность, Вт/(м·°C) Thermal conductivity, W/(m·°C)
Алюминий/Aluminium*	3,95	2700	920	237
Полупроводящий СПЭ Semi-conductive XLPE	4,55	950	2300	0,4
СПЭ/XLPE	7,95	950	2300	0,4
Полупроводящий СПЭ Semi-conductive XLPE	8,55	950	2300	0,4
Кабельная бумага Cable paper	8,75	1252	1370	0,167
Медь/Copper	10,85	8800	380	370
Кабельная бумага Cable paper	10,98	1252	1370	0,167
ПВХ/PVC	12,75	1250	1330	0,182
СПЭ (первичный полиэтилен высокой плотности) XLPE (primary high-density polyethylene)	160	950	2300	0,7**
Грунт/Ground	700	1900	830	0,833

*для кабеля с алюминиевыми токопроводящими жилами (for cables with aluminum conductors); **среднее значение из диапазона 0,7±0,2 Вт/(м·°C) от завода-изготовителя (average value from 0,7±0,2 W/(m·°C) from manufacturer).

Процесс проведения эксперимента методом конечных элементов соответствует методике проведения расчёта, изложенной в МЭК 60287 [15]. В работе будут отражены расчеты только для кабелей с алюминиевыми токопроводящими жилами (ТПЖ). Коэффициент снижения токовой нагрузки при прокладке в плоскости взят с учётом того, что одна цепь КЛ электропередачи выполнена однофазными кабелями, а также учтены требования технических условий [26] и стандарта организации Федеральной сетевой компании – Россети [27], которые при такой прокладке рекомендуют снижать токовую нагрузку на коэффициент 0,9.

Численное моделирование процесса нагрева кабеля производится в программе COMSOL Multiphysics. Для решения поставленной задачи воспользуемся комбинированным частотно-стационарным методом решения. Такой подход в решении поставленной задачи позволит смоделировать переменные электромагнитные поля (в данном случае частотой 50 Гц) в установившемся режиме с учётом температурной зависимости активных сопротивлений. Структура рассматриваемого кабеля, свойства материалов, необходимые для конечно-элементного анализа, представлены в табл. 1.

Эксперимент 1. Одна труба с тремя однофазными кабелями с алюминиевыми ТПЖ на 10 кВ, проложенными в плоскости

В соответствии с данными завода изготовителя при прокладке в плоскости длительно-допустимый ток кабеля с алюминиевой ТПЖ $I_{\text{доп}}=195$ А. Температура окружающей среды отлична от температуры прокладки кабеля – $\Theta_{\text{окр}}=20$ °C, $\Theta_{\text{норм.среды}}=15$ °C, и тогда $k_1=0,97$. Количество кабелей, проложенных в одной трубе, равно 3. В соответствии с рекомендациями завода изготовителя кабельной продукции, если три однофазных кабеля проложены в одной трубе, то коэффициент $k_3=0,9$. По выражению (1) длительно-допустимый ток равен:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 195 = 170 \text{ А.}$$

В рамках эксперимента 1 было проведено два этапа: до корректировки величины протекающего тока и после корректировки. Поправочный коэффициент на величину длительно-допустимого тока для кабелей с алюминиевыми ТПЖ, k_4 , будет находиться в диапазоне от 0,84 до 0,96. Причём большие значения коэффициента имеют место для меньших сечений кабеля. Полученные в рамках эксперимента результаты представлены в табл. 2. На рис. 1 представлена картина температурного поля системы однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением 50 мм² на напряжение 10 кВ, расположенных треугольником, после корректировки.

Значение длительно-допустимого тока кабеля, проложенного в полимерном канале с жилами, выполненными из алюминия, будет равно:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,96 \cdot 195 = 163 \text{ А.}$$

Таблица 2. Результаты моделирования в эксперименте 1

Table 2. Modelling results in Experiment 1

Фаза опыта Experiment phase	Ток Current	Температура Temperature
До корректировки/Before correction	170	94,9
После корректировки/After correction	163	89,8

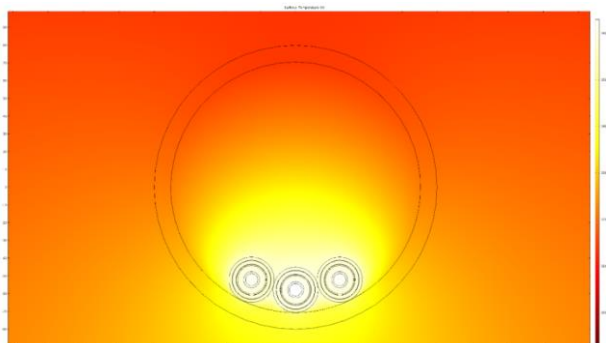


Рис. 1. Температурное поле кабеля с алюминиевыми жилами и близлежащего грунта после корректировки (эксперимент 1)

Fig. 1. Temperature field of the cable with aluminum cores and adjacent ground after correction (case 1)

Представленные выше расчёты и значения коэффициента k_4 применимы только для кабелей с алюминиевыми жилами.

Для кабелей, проложенных треугольником, имеет место другая картина распределения температурного поля. Так как кабели касаются друг друга в двух точках, процессы теплопередачи будут проходить интенсивнее. В соответствии с ПУЭ данный способ прокладки возможен, а значит необходимо рассмотреть и его.

Эксперимент 2. Одна труба с тремя однофазными кабелями с алюминиевыми ТПЖ на 10 кВ, проложенными треугольником

Рассмотрим случай для кабелей с алюминиевыми жилами, проложенными треугольником.

В соответствии с данными завода изготовителя при прокладке треугольником длительно-допустимый ток кабеля с алюминиевыми жилами $I_{\text{доп}} = 170 \text{ А}$. Представленное значение длительно-допустимого тока уже учитывает тот факт, что кабели находятся плотно друг к другу, и введение коэффициента k_3 не требуется. Температура окружающей среды отлична от температуры прокладки кабеля – $\Theta_{\text{окр}} = 20 \text{ °С}$, $\Theta_{\text{норм. среды}} = 15 \text{ °С}$, и тогда

$k_1 = 0,97$. По выражению (1) длительно-допустимый ток равен:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 170 = 165 \text{ А.}$$

Эксперимент 2 проходил в два этапа: до корректировки величины протекающего тока и после корректировки. Поправочный коэффициент на величину длительно-допустимого тока для кабелей с алюминиевыми ТПЖ, k_4 , будет находиться в диапазоне от 0,769 до 0,89. Причём большие значения коэффициента имеют место для меньших сечений кабеля. Полученные в рамках эксперимента результаты представлены в табл. 3. На рис. 2 представлена картина температурного поля системы однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением 50 мм² на напряжение 10 кВ, расположенных треугольником, после корректировки.

Тогда, в соответствии с выражением (2), длительно-допустимый ток равен:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 0,89 \cdot 170 = 145 \text{ А.}$$

Таблица 3. Результаты моделирования в эксперименте 2

Table 3. Modelling results in Experiment 2

Фаза опыта Experiment phase	Ток Current	Температура Temperature *	
		а	б
До корректировки/Before correction	165	107,3	96,9
После корректировки/After correction	145	89,6	82,2

*а) температура центрального кабеля/temperature of central cable; б) температура крайних кабелей/temperature of outer cables.

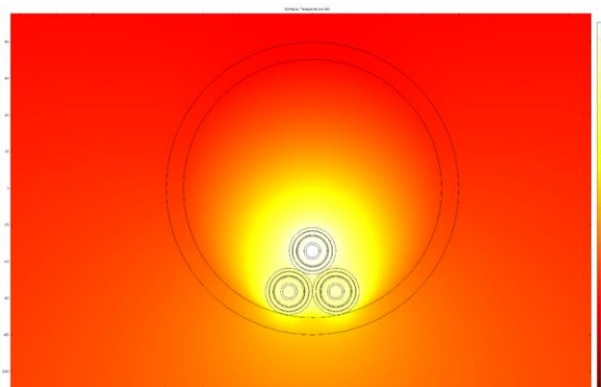


Рис. 2. Температурное поле кабеля с алюминиевыми жилами (треугольник) и близлежащего грунта после корректировки (эксперимент 2)

Fig. 2. Temperature field of the cable with aluminum cores (triangle) and adjacent ground after correction (case 2)

По результатам экспериментов 1 и 2 были получены поправочные коэффициенты для кабелей с алюминиевыми ТПЖ, проложенными в плоскости и треугольником. Полученные коэффициенты

представлены в табл. 4 в зависимости от способа прокладки и сечения токопроводящих жил.

Таблица 4. Поправочный коэффициент на длительно-допустимый ток кабеля с алюминиевыми жилами

Table 4. Correction factor for continuous allowable current of cables with aluminum conductors

Способ прокладки Laying method	Сечение/Cross-section						
	50	70	95	120	150	185	240
Плоскость Plane	0,96	0,947	0,932	0,916	0,897	0,875	0,84
Треугольник Triangle	0,89	0,877	0,862	0,84	0,825	0,804	0,769

Стоит отметить, что представленные результаты справедливы только лишь для кабелей с алюминиевыми жилами, без металлической брони и напряжением 6–10 кВ. Применение данных коэффициентов для кабелей напряжением 20 кВ требует дополнительных исследований.

Однако на практике обычно рядом прокладывают несколько кабельных труб (от 1 до 4), поэтому рассмотрим дополнительный вариант с прокладкой КЛ параллельно. Расчёт произведём на примере трех параллельных полимерных каналов (трубах).

Эксперимент 3. Три трубы с тремя однофазными кабелями с алюминиевыми ТПЖ на 10 кВ, проложенными в плоскости

Рассмотрим случай для кабелей с алюминиевыми ТПЖ, проложенными в плоскости в трех параллельных полимерных трубах.

Количество кабелей, проложенных в одной трубе, равно 3. В соответствии с рекомендациями завода изготовителя кабельной продукции, если три однофазных кабеля проложены в одной трубе, то коэффициент $k_3=0,9$. Так как в данном случае количество параллельных цепей три, необходимо скорректировать значение длительно-допустимого тока. Расстояние между цепями – 0,16 м (т. е. полимерные трубы соседних цепей располагаются вплотную). По выражению (1) длительно-допустимый ток равен:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,86 \cdot 195 = 146 \text{ А.}$$

Проведение Эксперимента 3 проходило в две фазы, как и предыдущие два эксперимента. Поправочный коэффициент на величину длительно-допустимого тока для кабелей с алюминиевыми ТПЖ будет равен 0,82. Полученные в рамках эксперимента результаты представлены в табл. 5. На рис. 3 представлена картина температурного поля кабельной системы после корректировки фактического длительно-допустимого тока введением коэффициента k_4 при прокладке кабелей в плоскости.

Значение длительно-допустимого тока кабеля, проложенного в полимерной кабельной системе, с алюминиевыми ТПЖ, после корректировки будет равно:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,86 \cdot 0,82 \cdot 195 = 120 \text{ А.}$$

Таблица 5. Результаты моделирования в эксперименте 3

Table 5. Modelling results in Experiment 3

Фаза опыта Experiment phase	Ток Current	Температура Temperature
До корректировки/Before correction	146	125,6
После корректировки/After correction	120	90,0



Рис. 3. Температурное поле кабеля с алюминиевыми жилами и близлежащего грунта после корректировки (эксперимент 3)

Fig. 3. Temperature field of the cable with aluminum cores and adjacent ground after correction (case 3)

Эксперимент 4. Три трубы с тремя однофазными кабелями с алюминиевыми ТПЖ на 10 кВ, проложенными треугольником

По выражению (1) длительно-допустимый ток равен:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 0,86 \cdot 170 = 142 \text{ А.}$$

Эксперимент 4 проходил в две фазы. Поправочный коэффициент на величину длительно-допустимого тока для кабелей с алюминиевыми ТПЖ, k_4 , будет равен 0,8. Полученные в рамках эксперимента результаты представлены в табл. 6. На рис. 4 представлена картина температурного поля кабельной системы после корректировки фактического длительно-допустимого тока введением коэффициента k_4 при прокладке кабелей треугольником.

Значение длительно-допустимого тока кабеля, проложенного в полимерной кабельной системе, с жилами, выполненными из алюминия, после корректировки будет равно:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 0,86 \cdot 0,8 \cdot 170 = 113 \text{ А.}$$

Таблица 6. Результаты моделирования в эксперименте 4

Table 6. Modelling results in Experiment 4

Фаза опыта Experiment phase	Ток Current	Температура Temperature *	
		а	б
До корректировки/Before correction	142	128,8	122,2
После корректировки/After correction	113	89,8	85,6

*а) температура центрального кабеля/central cable temperature; б) температура крайних кабелей/temperature of outer cables.

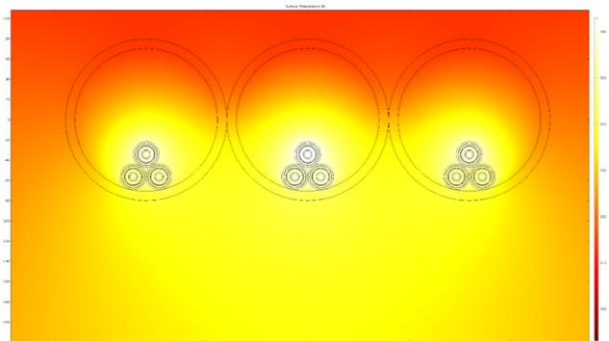


Рис. 4. Температурное поле кабеля с алюминиевыми жилами (треугольник) и близлежащего грунта после корректировки (эксперимент 4)

Fig. 4. Temperature field of the cable with aluminum cores (triangle) and adjacent ground after correction (case 4)

Результаты расчётов длительно-допустимого тока для кабелей с алюминиевыми жилами при различном количестве цепей представлены в табл. 7. При использовании данных табл. 7 при количестве цепей $n \geq 2$ коэффициент k_5 учитывать не требуется. Однако стоит отметить, что представленные данные справедливы только при прокладке труб вплотную друг к другу.

Таблица 7. Поправочные коэффициенты k_4 для кабелей, проложенных в полимерных каналах

Table 7. Correction coefficient k_4 for the cables in the polymer channel

Количество цепей Number of circuits	Сечение/Cross-section*						
	50	70	95	120	150	185	240
1	0,96	0,947	0,932	0,916	0,897	0,875	0,84
	0,89	0,877	0,862	0,84	0,825	0,804	0,769
2	0,833	0,82	0,804	0,788	0,769	0,747	0,712
	0,789	0,773	0,754	0,734	0,711	0,684	0,641
3	0,705	0,698	0,688	0,679	0,668	0,655	0,635
	0,688	0,675	0,659	0,642	0,623	0,6	0,564
4	0,658	0,65	0,64	0,63	0,619	0,605	0,583
	0,587	0,579	0,569	0,559	0,548	0,534	0,512

*верхняя строчка – прокладка в плоскости; нижняя строчка – прокладка треугольником (top line – plane; bottom line – triangle).

Сравнение расчётных условий для выбора сечений кабельных линий электропередачи при прокладке в гофре и полимерном кабельном канале

В данном подразделе определим эффективность гладкой полимерной трубы, по сравнению с гофрированной. Для этого проведем один опыт для алюминиевого кабеля марки АПвП 1×50 на 10 кВ, проложенного в гофрированной трубе в плоскости. Для эксперимента выбрана гофрированная труба марки «Электрокор ПРО» диаметром 160 мм. Структура гофры представлена в виде трубы с воздушным зазором, который имеет место в трубах такого типа. Эффективность других соответствующих конфигураций КЛ будем считать аналогичной, полученной в ходе данного опыта. Все параметры проведения данного опыта соответствуют условиям проведения предыдущих опытов для кабеля с алюминиевыми ТПЖ в плоскости.

Для кабелей с алюминиевыми ТПЖ коэффициент k_4 будет равняться примерно 0,74 в гофрированной трубе. Значение длительно-допустимого тока кабеля, проложенного в полимерном канале (гофрированная труба), с жилами, выполненными из алюминия, будет равно:

$$I_{\text{факт. доп}} = 0,97 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,74 \cdot 195 = 126 \text{ А.}$$

По результатам эксперимента, проведённого методом конечных элементов для теплового режима кабеля с алюминиевыми жилами сечением 50 мм², получается картина теплового поля (температуры), представленная на рис. 5.

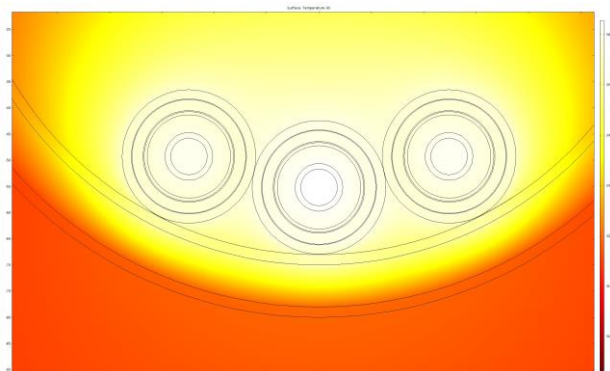


Рис. 5. Температурное поле кабеля с алюминиевыми жилами, проложенного в гофрированной трубе

Fig. 5. Temperature field of the cable with aluminum cores laid in corrugated pipe

Максимальная температура нагрева составила в ходе расчета 89,6 °С, что является допустимой температурой для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (90 °С).

Сравнительные результаты снижения токовой нагрузки от аналогичной при прокладке в кабельные траншеи приведены в табл. 8.

Таблица 8. Сравнительные результаты допустимого тока

Table 8. Comparative results of permissible current

Значение допустимого тока Permissible current value			Величина снижения допустимого тока Reduction of permissible current	
при прокладке в грунте when laid in the ground	при прокладке в гофрированной трубе when laid in ribbed pipe	при прокладке в ПЭ when laid in a polyethylene pipe	гофра/грунт ribbed/ground	ПЭ труба/грунт polyethylene pipe/ground
А			%	
170	126	163	25,9	4,1

Заключение

Расчеты длительно-допустимого тока нагрузки для кабелей, проложенных в полимерном кабельном канале, показали эффективность использования данного метода прокладки кабельных линий. Использование труб с гладкими стенками позволяет гораздо эффективнее отводить тепло от кабелей в окружающую среду (в сравнении с гофрированной трубой), что дает возможность увеличить пропускную способность одного и того же кабеля

примерно на 25 %, в зависимости от количества проложенных рядом труб.

По результатам моделирования теплового режима гофрированной и гладкой полимерных труб можно сделать вывод о том, что гофрированная труба значительно осложняет отвод тепла от кабельной системы в окружающую среду (грунт). Данный факт вызван наличием воздушных промежутков в ребристой структуре гофрированной трубы. Промежутки, заполненные воздухом, выступают в качестве теплоизолирующего слоя, в отличие от гладкой трубы, в которой данный промежуток отсутствует. На рис. 5 хорошо видно, что тепловой поток не может распространяться вниз от кабельной системы, а распространяется только в вертикальном направлении (в самой гофрированной трубе). В гладкой трубе из-за отсутствия воздушного зазора данный эффект не наблюдается, и по рис. 3, 4 виден хороший теплоотвод от кабельной системы.

По результатам произведённого моделирования видно, что снижение токовой нагрузки при прокладке в гофрированной трубе значительно выше, чем при прокладке кабеля в гладкой трубе. Разработанные коэффициенты позволят учесть влияние расположения кабелей на их допустимый ток уже на этапе проектирования, вследствие чего снизятся затраты на потери при передаче энергии из-за неправильно выбранного сечения кабеля и повышенной температуры.

Представленные в статье результаты могут быть полезны при проведении дальнейших экспериментальных исследований на реальных образцах кабелей для подтверждений полученных рекомендаций.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2007. – 854 с.
2. Никифоров Е.П. Предельно допустимые токовые нагрузки на провода действующих ВЛ с учетом нагрева проводов солнечной радиацией // Электрические станции. – 2006. – № 7. – С. 56–59.
3. Girshin S.S., Shepelev A.O. Development of improved methods for calculating steady states of power systems taking into account the temperature dependence of the resistances of the overhead transmission lines // Power Technology and Engineering. – 2020. – Vol. 54. – № 2. – P. 232–241. DOI: 10.1007/s10749-020-01196-w.
4. Kotni L. A proposed algorithm for an overhead transmission line conductor temperature rise calculation // International Transactions on Electrical Energy Systems Int. Trans. Electr. Eng. Syst. – 2014. – Vol. 24. – P. 578–596. DOI: 10.1002/etep.1715.
5. Зайцев Е.С., Лебедев В.Д. Алгоритм оценки температуры жил трехфазных высоковольтных кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена // Электрические станции. – 2016. – № 9 (1022). – С. 34–38.
6. Лебедев В.Д., Зайцев Е.С. Расчет температуры жилы однофазного высоковольтного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в режиме реального времени // Вестник ИГЭУ. – 2015. – № 4. – С. 11–16.
7. Hot spot temperature inversion for the single-core power cable joint / Ruan Jiang-jun, Liu Chao, Huang Dao-chun, Zhan Qing-hua, Tang Lie-Zheng // Applied Thermal Engineering. – 2016. – Vol. 104. – P. 146–152. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.05.008.
8. Mathematical model of XLPE insulated cable power line with underground installation / O.V. Kropotin, V.A. Tkachenko, A.O. Shepelev, E.V. Petrova, V.N. Goryunov, A.A. Bigun // Przegląd Elektrotechniczny. – 2019. – Vol. 95. – № 6. – P. 77–80. DOI: 10.15199/48.2019.06.14.
9. Мониторинг силовых кабельных линий с адаптацией к условиям окружающей среды в режиме реального времени / В.В. Беляков, А.В. Малышев, Н.В. Кривошеев, В.К. Маршнер // ЭЛЕКТРО. – 2008. – № 5. – С. 38–40.
10. Лавров Ю.А. Кабели высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена. Требования экономичности, надежности, экологичности // Новости электротехники. – 2008. – № 2 (50). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/50/16.php> (дата обращения: 14.09.2023).
11. Real time monitoring of power cables by fiberoptic technologies tests, applications and outlook / G.J. Anders, J.M. Braun, J.A. Downes, N. Fujimoto, M.-H. Luton, S. Rizzetto // 6th International Conference on Insulated Power Cables (JiCable'03). – Paris, 2003. – P. 59–64.

12. Титков В., Дудкин С. Кабели высокого напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена. Требования экономичности, надежности, экологичности // Новости электротехники. – 2012. – № 3 (75). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/10.php> (дата обращения: 14.09.2023).
13. Математическая модель прогнозирования пробоя изоляции на основе характеристик частичных разрядов / И.В. Комаров, Д.А. Поляков, К.И. Никитин, В.Ю. Мирошник // Омский научный вестник. – 2021. – № 1 (175). – С. 46–49. DOI: 10.25206/1813-8225-2021-175-46-49.
14. Parpal J.L., Crine J.P., Dang C. Electrical aging of extruded dielectric cables: a physical model // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 1997. – Vol. 4. – № 2. – P. 197–209. DOI: 10.1109/94.595247
15. ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100 %-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения. – М.: Стандартинформ, 2009. – 28 с.
16. Neher J.H., McGrath M.H. Calculation of the temperature rise and load capability of cable systems // AIEE Transactions. – 1957. – Vol. 76. – Part 3. – P. 755–772.
17. Pollak P. Neher-McGrath calculations for insulated power cables // IEEE Transactions on Industry Applications. – 1985. – Vol. IA-21. – № 5. – P. 1319–1323.
18. Anders G.J. Rating of cables on riser poles, in trays, in tunnels and shafts – a review // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1996. – Vol. 11. – № 1. – P. 3–11.
19. Sellers S.M., Black W.Z. Refinements to the Neher-McGrath Model for Calculating the Ampacity of Underground Cables // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1996. – Vol. 11. – № 1. – P. 12–30.
20. León F., Anders G.J. Effects of backfilling on cable ampacity analyzed with the finite element method // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2008. – Vol. 23. – № 2. – P. 537–543.
21. Навалихина Е.Ю., Труфанова Н.М. Математическое моделирование тепловых и электромагнитных процессов при определении допустимых токовых нагрузок кабельных линий // Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. – 2014. – № 4. – Т. 325. – С. 82–90.
22. Thermal analysis of underground power cables using two-dimensional finite element method / A.Kr. Naskar, N.Kr. Bhattacharya, S. Saha, S.N. Kundu // Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON): 1st Int. Conf. – India, Kolkata, 6–8 December 2013. – P. 94–99. DOI: 10.1109/CATCON.2013.6737480.
23. Длительно допустимая токовая нагрузка силовых кабельных линий высокого напряжения в условиях трубо-блочной канализации / К.В. Волошин, Г.В. Грешняков, Д.В. Кизеветтер, В.В. Титков, П.Д. Тукеев, Е.А. Чесноков, В.В. Бушанова, И.О. Херсонцева // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 4 (79). – С. 108–113.
24. Титков В.В., Волошин К.В., Тукеев П.Д. Расчет температур для группы параллельно проложенных подземных силовых кабельных линий // Глобальная энергия. – 2023. – Т. 29. – № 2. – С. 7–18. DOI: 10.18721/JEST.29201.
25. Определение погонных электротехнических параметров нефтепогружного кабеля / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев, А.В. Лавринович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 186–197. DOI: 10.18799/24131830/2021/06/3249
26. ТУ 16.К71-335-2004 Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ. Технические требования. – М: Изд-во, ОАО «ВНИИ КП». – 56 с.
27. Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10–35 кВ: СТО 56947007-29.060.20.020-2009. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 47 с.

Информация об авторах

Александр Олегович Шепелев, кандидат технических наук, доцент Политехнической школы Югорского государственного университета, Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16. alexshepelev93@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-5757-9653>

Дмитрий Сергеевич Осипов, доктор технических наук, руководитель Политехнической школы Югорского государственного университета, Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16. ossipovdmitriy@list.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0830-408X>

Всеволод Андреевич Ткаченко, преподаватель Политехнической школы Югорского государственного университета, Россия, 628012, г. Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16. sevaatmail@gmail.com

Поступила в редакцию: 28.09.2023

Поступила после рецензирования: 27.10.2023

Принята к публикации: 25.01.2024

REFERENCES

1. *Regulation of electrical installations: All existing sections of PUE-6 and PUE-7*. Novosibirsk, Siberian University Publ., 2007. 854 p. (In Russ.)
2. Nikiforov E.P. Maximum permissible current loads on wires of existing overhead lines taking into account the heating of wires by solar radiation. *Elektricheskie stantsii*, 2006, no. 7, pp. 56–59. (In Russ.)
3. Girshin S.S., Shepelev A.O. Development of improved methods for calculating steady states of power systems taking into account the temperature dependence of the resistances of the overhead transmission lines. *Power Technology and Engineering*, 2020, vol. 54, no. 2, pp. 232–241. DOI: 10.1007/s10749-020-01196-w.
4. Kotni L. A proposed algorithm for an overhead transmission line conductor temperature rise calculation. *International Transactions on Electrical Energy Systems Int. Trans. Electr. Energ. Syst*, 2014, vol. 24, pp. 578–596. DOI: 10.1002/etep.1715.

5. Zaytsev E.S., Lebedev V.D. Algorithm for estimating the core temperature of three-phase high-voltage cable lines with cross-linked polyethylene insulation. *Elektricheskie stantsii*, 2016, no. 9, pp. 34–38. (In Russ.)
6. Lebedev V.D., Zaytsev E.S. Calculation of core temperature of single-phase high-voltage cables with XLPE insulation in real time. *Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*, 2015, no. 4, pp. 11–16. (In Russ.) DOI: 10.17588/2072-2672.2015.4.011-016.
7. Jiang-jun Ruan, Chao Liu, Dao-chun Huang, Qing-hua Zhan, Lie-Zheng Tang Hot spot temperature inversion for the single-core power cable joint. *Applied Thermal Engineering*, 2016, vol. 104, pp. 146–152. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2016.05.008.
8. Kropotin O.V., Tkachenko V.A., Shepelev A.O., Petrova E.V., Goryunov V.N., Bigun A.A. Mathematical model of XLPE insulated cable power line with underground installation. *Przeglad Elektrotechniczny*, 2019, vol. 95, no. 6, pp. 77–80. DOI: 10.15199/48.2019.06.14.
9. Belyakov V.V., Malyshev A.V., Krivosheev N.V., Marshner V.K. Real-time monitoring of power cable lines with adaptation to environmental conditions. *Elektro*, 2008, no 5, pp. 38–40. (In Russ.)
10. Lavrov Yu.A. High voltage cables with cross-linked polyethylene insulation. Requirements for economy, reliability, environmental friendliness. *Novosti elektrotehniki*, 2008, no. 2 (50). (In Russ.) Available at: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/50/16.php> (accessed: 14 September 2023).
11. Anders G.J., Braun J.M., Downes J.A., Fujimoto N., Luton M.-H., Rizzetto S. Real time monitoring of power cables by fiberoptic technologies tests, applications and outlook. *6th International Conference on Insulated Power Cables (JiCable'03)*. Paris, 2003. pp. 59–64.
12. Titkov V., Dudkin S. Cable lines 6–10 kV and above. Influence of laying methods on temperature. *Novosti elektrotehniki*, 2012, no. 3 (75). (In Russ.) Available at: <http://www.news.elteh.ru/arh/2012/75/10.php> (accessed: 14 September 2023).
13. Komarov I.V., Polyakov D.A., Nikitin K.I., Miroschnik V.Yu. Mathematical model of insulation breakdown prediction based on partial discharge characteristics. *Omsk Scientific Bulletin*, 2021, no. 1 (175), pp. 46–49. (In Russ.) DOI: 10.25206/1813-8225-2021-175-46-49.
14. Parpal J.L., Crine J.P., Dang C. Electrical aging of extruded dielectric cables: a physical model. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 1997, vol. 4, no. 2, pp. 197–209. DOI: 10.1109/94.595247.
15. IEC 60287-1-1–2009. *Electric cables. Calculation of the current rating. Part 1-1. Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses. General*. Moscow, Standartinform Publ., 2009. 28 p. (In Russ.)
16. Neher J.H., McGrath M.H. Calculation of the temperature rise and load capability of cable systems. *AIEE Transactions*, 1957, vol. 76, P. 3, pp. 755–772.
17. Pollak P. Neher–McGrath calculations for insulated power cables. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1985, vol. IA–21, no. 5, pp. 1319–1323.
18. Anders G.J. Rating of cables on riser poles, in trays, in tunnels and shafts – a review. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1996, vol. 11, no. 1, pp. 3–11.
19. Sellers S.M., Black W.Z. Refinements to the Neher–McGrath model for calculating the ampacity of underground cables. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1996, vol. 11, no. 1, pp. 12–30.
20. León F., Anders G.J. Effects of backfilling on cable ampacity analyzed with the finite element method. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, vol. 23, no. 2, pp. 537–543.
21. Navalikhina E.Yu., Trufanova N.M. Mathematical modeling of heat and electromagnetic processes when determining current capacity in cable lines. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2014, vol. 325, no. 4, pp. 82–90. (In Russ.)
22. Naskar A.Kr., Bhattacharya N.Kr., Saha S., Kundu S.N. Thermal analysis of underground power cables using two dimensional finite element method. *2013 IEEE 1st International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*. Kolkata, India, 2013. pp. 94–99. DOI: 10.1109/CATCON.2013.6737480.
23. Voloshin K.V., Greshnyakov G.V., Kizevetter D.V., Titkov V.V., Chesnokov E.A. Continuous permissible current load of HV power cable lines in conditions of the pipe-block canalization. *ELECTRIC POWER. Transmission and distribution*, 2023, no. 4 (79), pp. 108–113. (In Russ.)
24. Titkov V.V., Voloshin K.V., Tukeev P.D. Temperature calculation for a group of underground parallel power cable lines. *Global Energy*, 2023, vol. 29, no. 2, pp. 7–18. (In Russ.) DOI: 10.18721/JEST.29201.
25. Glazyrin A.S., Isaev Y.N., Kladiev S.N., Leonov A.P., Rakov I.V., Kolesnikov S.V., Langraf S.V., Filipas A.A., Kopyrin V.A., Khamitov R.N., Kovalev V.Z., Lavrinovich A.V. Determination of running electrical characteristics of oil submersible cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 186–197. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2021/06/3249
26. TU 16.K71-335-2004 *Power cables with insulation of cross-linked polyethylene at 10, 20, 35 kV. Technical requirements*. Moscow, JSC VNIKP Publ., 56 p. (In Russ.)
27. *Standard of the organization 56947007-29.060.20.020-2009. Guidelines for the use of power cables with 10–35 kV cross-linked polyethylene insulation*. Moscow, JSC FGC UES, 2009. 47 p. (In Russ.)

Information about the authors

Alexander O. Shepelev, Cand. Sc., Associate Professor, Yugra State University, 16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation. alexshepelev93@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-5757-9653>

Dmitry S. Osipov, Dr. Sc., Professor, Yugra State University, 16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation. ossipovdmitriy@list.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0830-408X>

Vsevolod A. Tkachenko, Lecturer, Yugra State University, 16, Chekhov street, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation. sevaatmail@gmail.com

Received: 28.09.2023

Revised: 27.10.2023

Accepted: 25.01.2024