

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ПОЛИМЕРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЕЙ

Описаны исследования срока службы и остаточного ресурса различных изоляционных материалов. Рассмотрены известные математические модели старения изоляции, применимые к силовым кабельным линиям переменного напряжения. На основе моделей и предложенного ранее подхода была проведена оценка срока службы и остаточного ресурса кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, этилен-пропиленовой резины и поливинилхлорида. Оценка проводилась с использованием данных мониторинга напряжения и тока кабельной линии электропередачи 6 кВ, проложенной на одном из предприятий электроэнергетики. Температура воздуха получена из открытых источников. Результаты показали применимость всех моделей для оценки остаточного срока службы ввиду незначительной разницы прогнозируемого срока службы. В реальных условиях срок эксплуатации перечисленных типов изоляции может быть различным из-за их диэлектрических и конструктивных особенностей.

Ключевые слова: электрическая изоляция, изоляция из сшитого полиэтилена, этилен-пропиленовая резина, поливинилхлоридная изоляция, остаточный ресурс изоляции, срок службы изоляции.

Введение. Электрические сети среднего напряжения являются важной частью электроэнергетических систем. В России в распределительных сетях используются напряжения 6 и 10 кВ. Передача электроэнергии на этих классах напряжения может осуществляться с использованием воздушных и кабельных линий. Строительство воздушных линий электропередачи обычно требует меньше трудозатрат при строительстве и последующей эксплуатации. Однако зачастую воздушные линии не могут быть построены на предприятиях. Распределительные кабельные сети часто используются на предприятиях, на территории которых недостаточно места для использования воздушных линий. Кроме того, использование ВЛ в крупных городах ограничено из-за плотной застройки, а также воздушные линии негативно влияют на внешний облик городов. Следовательно, в этих случаях используются кабельные линии электропередачи.

В зависимости от требований технологического процесса предприятия могут применяться различные типы изоляции. Изоляция из сшитого полиэтилена (СПЭ) используется в широком диапазоне напряжений до 750 кВ. Однако этот тип изоляции

не является пожаробезопасным. Поэтому его обычно не используют на нефтеперерабатывающих заводах и других объектах с высокими требованиями пожарной безопасности. На таких заводах используются кабели с изоляцией из этилен-пропиленовой резины (ЭПР) и поливинилхлорида (ПВХ). Эти типы изоляции используются только при среднем напряжении из-за относительно низкой диэлектрической прочности.

Распределительные электрические сети могут содержать сотни кабелей. Поэтому их надежная работа очень важна для стабильности системы. Для этого разработаны многие методы испытаний изоляции [1]:

- испытание повышенным напряжением [2];
- испытание с использованием грозовых и коммутационных импульсов [3,4];
- измерение и локализация частичных разрядов [5, 6];
- измерения тангенса угла диэлектрических потерь [7, 8];
- и змерение сопротивления изоляции [9];
- обнаружение дефектов с помощью наносекундных импульсов напряжения [10].

Перечисленные тесты могут быть эффективными для прогнозирования пробоя спустя короткое время, но этого не всегда достаточно. Когда остаточный ресурс изоляции кабеля невелик, могут часто происходить пробой изоляции, что увеличивает эксплуатационные расходы на восстановление и ремонт оборудования. Следовательно, в этих случаях рекомендуется замена кабеля до критического сокращения остаточного ресурса.

Исследования методов оценки остаточного ресурса изоляции проводятся многими авторами. Широкое направление исследований — искусственное ускоренное состаривание изоляции [11–13]. Это важная часть области исследований по оценке оставшегося срока службы, поскольку позволяет ускорить разрушение изоляции для проведения экспериментов.

Кроме того, сравнение искусственно состаренных образцов изоляции с изоляцией, поврежденной естественными процессами, дает дополнительную информацию о механизмах старения изоляции. Другое направление исследований — моделирование старения изоляции с использованием математических моделей [14, 15]. В основе моделей лежат механизмы старения:

- термическое старение [16];
- частичные разряды [17];
- электрические и водные триинги [18, 19];
- накопление объемного заряда (в системах постоянного тока) [20].

Кроме того, срок службы изоляции кабеля зависит от условий его эксплуатации. Следовательно, остаточный срок службы изоляции можно оценить, используя данные о напряжении, токе и температуре поверхности кабеля [21].

Постановка задачи. Целью работы является исследование по прогнозированию ресурса и остаточного ресурса изоляции кабелей среднего напряжения различных типов. Результаты могут быть использованы при управлении активами электрических сетей и систем.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ известных математических моделей старения изоляции;
- оценка параметров моделей;
- оценка срока службы и остаточного ресурса перечисленных типов изоляции на основе данных о реальных условиях эксплуатации кабеля.

Теория. Срок службы изоляционного материала нельзя оценить с помощью испытаний изоляции. Таким образом, это обычно оценивается с помощью математических моделей.

Существует множество известных моделей, основанных на различных механизмах деградации изоляции [22, 23]. Однако некоторые из них применимы только к конкретному оборудованию. Модели изолированных кабелей переменного тока упоминались и рассматривались в предыдущих исследованиях [24].

Модель старения изоляции Журкова:

$$\tau_o = \tau_o \exp\left(\frac{w - \chi E}{RT}\right), \quad (1)$$

где τ_o — срок службы, когда экспонента стремится к единице; w — энергия активации структурного разрушения; R — универсальная газовая постоянная; χ — параметр структуры; E — напряженности электрического поля; T — температура.

Модель старения изоляции Ж.-П. Крайна:

$$\tau_o \cong \frac{h}{2kT} \exp\left(\frac{\Delta G - 0,5 \cdot \varepsilon \varepsilon_0 \Delta V E^2}{kT}\right), \quad (2)$$

где ε , ε_0 — относительная и абсолютная диэлектрическая проницаемость материала, ΔV — объем активации с напряженностью электрического поля E .

Модель, учитывающая обратную степенную модель и уравнение Аррениуса:

$$\tau_o = \tau_o \exp(-BcT)(E \cdot E_0^{-1})^{-(n_0 - bcT)}, \quad (3)$$

где E — электрическое поле; $cT = 1/T_0 - 1/T$ — условное температурное напряжение (T — температура; T_0 — контролируемая температура (комнатная температура); n_0 — критерий устойчивости к напряжению; E_0 — напряженность электрического поля, меньше которого значением можно пренебречь; τ_o — срок службы при $T = T_0$, $E = E_0$; $B = \Delta W/k$ (ΔW — энергия активации термической деструкции, k — постоянная Больцмана); b — параметр взаимодействия электрических и тепловых полей.

Модель старения Кучинского [25]:

$$\tau_o = A E^{-n} \exp\left(\frac{W_a}{kT}\right), \quad (4)$$

где E — напряженность электрического поля; W_a — энергия активации; k — постоянная Больцмана; T — температура; A — постоянная, зависящая от материала и свойств изоляции; n — индекс степени, зависящий от типа изоляции.

Остаточный ресурс изоляции кабелей оценивался с использованием подхода, предложенного в [21]. Этот подход не может быть реализован в модели старения изоляции Ж.-П. Крайна (2). Однако его можно использовать для моделей (1), (3) и (4). В соответствии с этим подходом необходимо оценить количество неразрушенных молекул. Формулы для каждой модели:

Модель Журкова:

$$N(t) = N_0 \exp\left(A_z \exp\left(-\frac{w - \chi E}{RT}\right) t\right), \quad (5)$$

где N_0 — начальное количество неразрушенных молекул; A_z — константа; t — время.

Уравнение Аррениуса:

$$N(t) = N_0 \exp\left(\frac{A_{\text{АИРМ}} \exp(BcT) \times}{\times (E \cdot E_0^{-1})^{n_0 - bcT}} t\right). \quad (6)$$

Модель Кучинского:

$$N(t) = N_0 \times \exp\left(-C \cdot B_k \cdot E^{mT} \cdot K_0 \cdot \exp\left(-\frac{W}{kT}\right) \cdot t\right), \quad (7)$$

где B_k , C , m , K_0 — постоянные, зависящие от конструкции и свойств изоляции.

В процессе эксплуатации подсчитывается количество неразрушенных молекул. Предполагая, что функция $N(t)$ экспоненциальная, необходимо вычислить эмпирическую функцию:

$$N(t) = N_0 e^{-bt}. \quad (8)$$

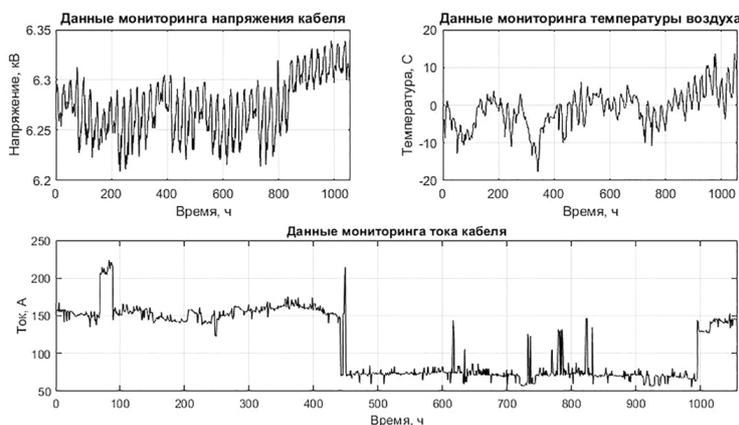


Рис. 1. Исходные данные для моделирования

Таблица 1

Параметры математических моделей для изоляции из сшитого полиэтилена

Модель Журкова		Модель обратной степени и Аррениуса		Модель Кучинского	
A_z	3×10^6	A_{AIPM}	$1,5 \times 10^{-9}$	B_k	$1,08 \times 10^{25}$
w , кДж/моль	141,85	W , Дж	$1,39 \times 10^{-19}$	W , Дж	$1,39 \times 10^{-19}$
χ	34	b_{AIPM}	0,005	C	0,15
		T_0 , K	298	M	3,67
		E_0 , кВ/мм	4,5	K_0	20854
		n_0	0,05		

Таблица 2

Параметры математических моделей для ЭПР изоляции

Модель Журкова		Модель обратной степени и Аррениуса		Модель Кучинского	
A_z	3×10^6	A_{AIPM}	$1,5 \times 10^{-9}$	B_k	$1,08 \times 10^{25}$
w , кДж/моль	140	W , Дж	$1,37 \times 10^{-19}$	W , Дж	$1,37 \times 10^{-19}$
χ	33	b_{AIPM}	0,005	C	0,15
		T_0 , K	298	M	3,67
		E_0 , кВ/мм	2,36	K_0	20854
		n_0	0,25		

Таблица 3

Параметры математических моделей для ПВХ изоляции

Модель Журкова		Модель обратной степени и Аррениуса		Модель Кучинского	
A_z	3×10^6	A_{AIPM}	1×10^{-9}	B_k	$1,08 \times 10^{25}$
w , кДж/моль	133,1	W , Дж	$1,28 \times 10^{-19}$	W , Дж	$1,28 \times 10^{-19}$
χ	29,2	b_{AIPM}	0,005	C	0,15
		T_0 , K	298	M	3,67
		E_0 , кВ/мм	1	K_0	20854
		n_0	0,23		

Единственный неизвестный параметр в уравнении (8) — постоянная b . Она может быть оценена с помощью метода наименьших квадратов. После расчета эмпирического параметра b можно оценить срок службы кабеля:

$$\tau_o = \frac{\ln \frac{N_{cr}}{N_0}}{b} \quad (9)$$

Оставшийся срок службы может быть рассчитан, исходя из расчетного времени работы и времени использования изоляции.

Моделирование. Реальные данные мониторинга напряжения и тока кабельной линии были получены от одной из энергосбытовых компаний в России. Кабельная линия состоит из трех одножильных коаксиальных кабелей сечением 240 мм² и имеет симметричную нагрузку. Таким образом, каждая фаза имеет одинаковые ток и напряжение. Кроме того, данные о температуре воздуха были получены из открытых источников. Исходные данные моделирования показаны на рис. 1.

Моделирование оценки остаточного ресурса было выполнено для изоляции из сшитого полиэтилена, ЭПР и ПВХ с использованием математических моделей Журкова, Кучинского и Аррениуса. Их параметры приведены в табл. 1–3.

Результаты оценки остаточного ресурса изоляции кабелей по предложенному алгоритму представлены на рис. 2–4.

Обсуждение результатов. Моделирование показало, что при правильном выборе параметров все модели дают одинаковый результат спустя несколько дней работы алгоритма. Математическая модель, учитывающая модель обратной степени и уравнение Аррениуса, показала значительное увеличение срока службы на старте с уменьшением до возможных значений примерно через 24 часа работы. Модель Журкова показала на старте относительно небольшой ресурс с последующим увеличением. Модель Кучинского показала незначительное изменение срока эксплуатации в процессе моделирования.

Сравнение срока службы различных типов изоляции показало схожие результаты. Однако модели имеют разные параметры в зависимости от типа изоляции. В модели Кучинского единственным зависимым параметром является энергия активации, которая имеет незначительную разницу в типах изоляции, поэтому при моделировании срок службы показал незначительную разницу. Остальные модели имеют больше зависимых параметров, но их корректировка позволила получить аналогичные результаты. В модели Аррениуса параметр E_0 используется как 10% электрической прочности изоляции. Энергии активации термической деструкции использовалась аналогично модели Кучинского. Энергия активации структурного разрушения модели Журкова выше энергии активации термической деструкции. Кроме того, конструктивный параметр определяет характеристики материала, влияющие на срок его эксплуатации.

Выводы. Проанализированы известные математические модели старения изоляции. Разработанный ранее подход был реализован для моделей Журкова, Кучинского и Аррениуса для оценки срока службы изоляционных материалов. Результаты показали применимость всех трех исследованных математических моделей для оценки остаточного срока службы изоляции. Однако исследование не показало разницы в сроках эксплуатации изоляционных материалов. Это может быть связано с тем, что все три типа изоляции кабелей имеют близкий срок службы, составляющий 30 лет и более, в зависимости от характеристик кабелей. Тем не менее, учитывая разную электрическую прочность и структурные свойства материалов, срок их службы может отличаться. Эту разницу можно оценить только на основе большого массива данных для проведения статистического анализа наруше-

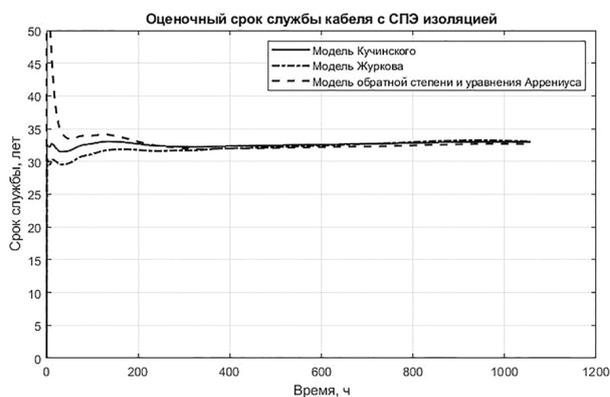


Рис. 2. Результаты оценки остаточного ресурса кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

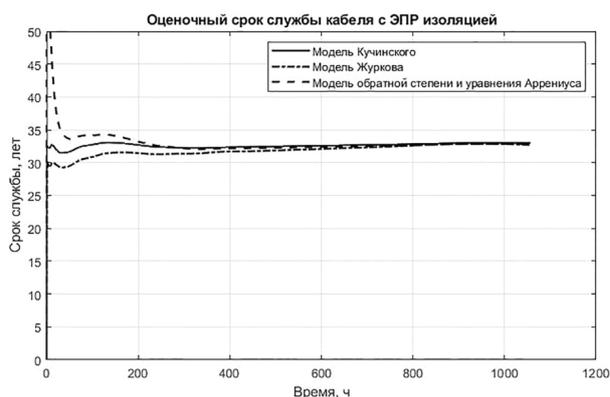


Рис. 3. Результаты оценки остаточного ресурса кабеля с изоляцией из ЭПР

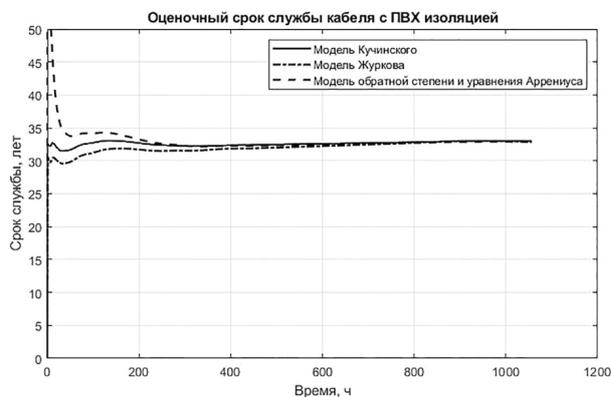


Рис. 4. Результаты оценки остаточного ресурса кабеля с ПВХ изоляцией

ний изоляции кабеля с известными рабочими параметрами кабелей. Однако такой массив данных недоступен из-за относительно недавнего внедрения систем мониторинга режимных параметров.

Библиографический список

1. Hauschild W., Lemke E. High-voltage test and measuring techniques. Springer, 2014. 518 p. ISBN 3642453511; 9783642453519.
2. Eager G. S. [et al.] High voltage VLF testing of power cables // IEEE Trans. Power Deliv. 1997. Vol. 12, no. 2. P. 565–570.
3. Lavrov Yu. A., Korobeynikov S. M., Petrova N. F. Protection of cables with XLPE insulation from high-frequency overvoltages // 2016 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST). 2016. P. 334–337. DOI: 10.1109/IFOST.2016.7884262.

4. Wang J., Chen C., Zhu W. [et al.]. Lightning current and overvoltage withstand capacity test of low voltage systems facility wiring // Proc. IEEE Int. Conf. Properties and Applications of Dielectric Materials. 2003. Vol. 1 (1). P. 115–117. DOI: 10.1109/ICPADM.2003.1218366.
5. Singsathien J., Suwanasri T., Suwanasri C. [et al.]. Partial discharge detection and localization of defected power cable using HFCT and UHF sensors // 2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON). 2017. P. 505–508. DOI: 10.1109/ECTICon.2017.8096285.
6. Hammarstrom T., Bengtsson T., Gubanski S. M. Partial discharge characteristics of electrical treeing in XLPE insulation exposed to voltages of different rise times // 2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM). 2017. Vol. 1. P. 407–410. DOI: 10.1109/CEIDP.2017.8257448.
7. Yuan Y. [et al.]. Dielectric loss and partial discharge test analysis of 10 kV XLPE cable // 2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 20–23 Oct. 2013, Shenzhen, China. 2013. P. 124–127. DOI: 10.1109/CEIDP.2013.6747414.
8. Yi H., Zhou C. An novel in-service cable dielectric loss measurement // 2017 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC). 2017. P. 119–122. DOI: 10.1109/EIC.2017.8004680.
9. Jia Y., Ziqi C., Bo W. [et al.]. The Development and Application of Simulative Insulation Resistance Tester // IOP Conf. Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 113 (1). 012062. DOI: 10.1088/1755-1315/113/1/012062.
10. Jianzhong Y., Shengdongt A., Yongqiang F. [et al.]. Insulation Defect Detection of Solid Insulating Material Based on Nanosecond Pulse Voltage // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1187 (2). 22057. DOI: 10.1088/1742-6596/1187/2/022057.
11. Liu J., Xin C. Approach for Reliability Evaluation of Cross-Linked Polyethylene. 2018. P. 1–6. DOI: 10.1007/s12204-018-1980-3.
12. Tao W., Song S., Zhang Y. [et al.]. Study on the electric-field characteristics of water tree region on the dry or wet condition in XLPE cables // 2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). 2016. P. 1–4. DOI: 10.1109/ICHVE.2016.7800763.
13. Tanahashi T., Ishikawa S., Imai M. [et al.]. Effect of insulator configuration on ageing deterioration of polymer insulators // 2011 Electrical Insulation Conference (EIC). 2011. P. 102–105. DOI: 10.1109/EIC.2011.5996125.
14. Mazzanti G. The combination of electro-thermal stress, load cycling and thermal transients and its effects on the life of high voltage ac cables // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2009. Vol. 16 (4). P. 1168–1179. DOI: 10.1109/TDEI.2009.5211872.
15. Montanari G. C., Mazzanti G., Simoni L. Progress in electrothermal life modeling of electrical insulation during the last decades // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2002. Vol. 9, no. 5. P. 730–745. DOI: 10.1109/TDEI.2002.1038660.
16. Motori A., Sandrolini F., Montanari G. C. Chemical, physical and microstructural properties of thermally aged XLPE cable models // Proceedings., Second International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials. 1988. Vol. 2. P. 764–768.
17. Tokunaga S., Tsurusaki T., Arief Y. Z. [et al.]. Partial discharge characteristics till breakdown for XLPE cable joint with an artificial defect // Proceedings of the 7th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (Cat. No. 03CH37417). 2003. Vol. 3. P. 1206–1209 DOI: 10.1109/ICPADM.2003.1218641.
18. Qureshi M. I., Malik N. H., Al-Arainy A. A. [et al.]. Investigation of resistance toward water tree growth in XLPE insulated MV cables produced in the Arabian Gulf region // 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis. 2008. P. 1195–1198. DOI: 10.1109/cmd.2008.4580502.
19. Chen X., Xu Y., Cao X. [et al.]. Electrical treeing behavior at high temperature in XLPE cable insulation samples // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2015. Vol. 22, Issue 5. P. 2841–2851. DOI: 10.1109/TDEI.2015.004784.
20. Wang X., Sun X., Liu Q. [et al.]. Space charge behavior of XLPE after long-term aging under temperature gradient and DC stress // Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering 2016. Vol. 36 (19). P. 5365–5372. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.151995.
21. Polyakov D. A., Yurchuk D. A., Nikitin K. I. Cables XLPE-insulation Residual Life Monitoring // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). 2018. P. 1–4. DOI: 10.1109/ICHVE.2018.8641910.
22. Mazzanti G. Life and reliability models for high voltage DC extruded cables // IEEE Electr. Insul. Mag. 2017. Vol. 33, Issue 4. P. 42–52. DOI: 10.1109/MEI.2017.7956632.
23. Mazzanti G. Life Estimation of HVDC Cables Under the Time-Varying Electrothermal Stress Associated With Load Cycles // IEEE Trans. Power Deliv. 2015. Vol. 30, Issue 2. P. 931–939. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2352681.
24. Пугач В. Н., Поляков Д. А., Никитин К. И., Терещенко Н. А., Комаров И. В. Исследование влияния термической деструкции на срок службы изоляции кабелей // Омский научный вестник. 2019. № 6 (168). С. 70–74. DOI: 10.25206/1813-8225-2019-168-70-74.
25. Кучинский Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние. 1979. 224 с.

ПОЛЯКОВ Дмитрий Андреевич, старший преподаватель кафедры «Теоретическая и общая электротехника» Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск.

SPIN-код: 2004-2148

AuthorID (РИНЦ): 733001

ORCID: 0000-0001-8813-2291

ResearcherID: B-7950-2016

Адрес для переписки: polyakowdmitry@yandex.ru

ХОЛМОВ Михаил Александрович, студент гр. Э-175 энергетического института ОмГТУ, г. Омск.

ПЛОТНИКОВ Дмитрий Игоревич, ведущий специалист отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов АО «СО ЕЭС» Омское РДУ, г. Омск.

НИКИТИН Константин Иванович, доктор технических наук, доцент (Россия), заведующий кафедрой «Теоретическая и общая электротехника» ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 3733-8763

AuthorID (РИНЦ): 641865

Адрес для переписки: nki@ngs.ru

ПОЛЯКОВА Ульяна Викторовна, инженер отдела электроснабжения ПАО «ОМХП», г. Омск.

Для цитирования

Поляков Д. А., Холмов М. А., Плотников Д. И., Никитин К. И., Полякова У. В. Математическое моделирование срока службы полимерной изоляции кабелей // Омский научный вестник. 2020. № 6 (174). С. 69–73. DOI: 10.25206/1813-8225-2020-174-69-73.

Статья поступила в редакцию 25.10.2020 г.

© Д. А. Поляков, М. А. Холмов, Д. И. Плотников, К. И. Никитин, У. В. Полякова