

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ НА СРОК СЛУЖБЫ ИЗОЛЯЦИИ КАБЕЛЕЙ

Снижение технологических нарушений в электроснабжающих организациях является одной из важнейших задач электроэнергетики и диагностики. Срок службы силовых кабелей является одним из параметров, который значительно влияет на возникновение пробоев изоляции кабелей. В статье описывается термическое старение изоляционных материалов низковольтных кабелей и его влияния на срок их службы. Рассматриваются известные математические модели старения изоляции в зависимости от ее температуры. Низковольтные кабели подвергаются незначительному влиянию со стороны электрического поля ввиду большого запаса электрической прочности, поэтому предполагается, что такие кабели стареют в основном из-за их тепловых условий эксплуатации. Проведены экспериментальные исследования по мониторингу температуры изоляции кабеля. Семь недель эксперимента показали незначительные колебания температуры. Также в статье проведена оценка влияния температуры изоляции на ее срок службы. Результаты показали значительное сокращение срока эксплуатации даже при небольшом увеличении температуры, что показывает существенное влияние термического разрушения изоляционного материала.

Ключевые слова: модель старения изоляции, механизм старения изоляции, термическая деструкция изоляции, силовой низковольтный кабель.

Введение. Снижение количества технологических нарушений в электроэнергетическом оборудовании остается одной из основных проблем современной электроэнергетики. Аварийные отключения могут привести к перебоям в электроснабжении потребителя и выходу электрооборудования из строя, что приводит к значительным экономическим потерям. Кроме того, технологические нарушения, вызванные авариями, приводят к снижению статической и динамической стабильности энергосистемы. Аварии могут возникать в силовых трансформаторах, воздушных и кабельных линиях электропередачи, вращающихся машинах, электрических печах и т. д. Трансформаторы и вращающиеся машины тщательно контролируются в силу их важности с точки зрения технологического процесса. Они имеют высокую стоимость и требуют особые условия диагностики и обслуживания. Диагностика линий электропередачи может быть затруднена из-за сложности локализации дефектов, особенно в случае значительной длины линии. Технологические нарушения на воздушных линиях электропередачи часто связаны с перекрытием изоляторов. Исключением могут быть аварии на воздушных линиях с использованием самонесущих изолированных

проводов (СИП) низкого напряжения, покрытых изоляцией из сшитого полиэтилена и прокладываемых в скрученном виде. Пробой изоляции, вызванный трещиной в изоляторе, является малой частью всех технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи. Аварийные отключения кабельных линий электропередачи чаще всего вызваны повреждением изоляции или некачественным монтажом концевых и соединительных муфт. Состояние изоляции кабеля и СИП в значительной степени зависит от его срока службы и условий эксплуатации, а исследование их зависимостей продолжает оставаться одной из важнейших областей электроэнергетики и электротехники. Кроме того, контроль срока службы дает полезную информацию для управления парком оборудования подстанций, электростанций и т. д.

Общим подходом оценки ресурса работы изоляционного материала является использование его математической модели старения. Наиболее значительные результаты в этой области опубликованы в источниках [1–5]. Анализ литературы по данному вопросу показывает, что срок службы изоляции в основном зависит от механизмов старения:

— термического разрушения [6, 7];

- частичных разрядов [8, 9];
- образование водного и электрического триинга (дендритов) [10, 11];
- накопление объемного заряда для кабелей постоянного тока [12, 13].

Однако исследование процесса старения изоляции осложняется зависимостью механизмов друг от друга. Характеристики частичных разрядов зависят от температуры [14, 15], процесс и условия образования дендритов также зависят от температуры [16, 17]. В то же время частичные разряды вызывают локальный нагрев изолирующего материала в области древовидного пробоя, что также увеличивает износ изоляции и может привести к тепловому пробоя кабеля. Температурный градиент влияет на накопление пространственного заряда в изолирующем слое [18].

Таким образом, термическая деструкция изоляции должна быть исследована из-за ее влияния на все механизмы старения. Кроме того, старение изоляционных материалов под воздействием температуры недостаточно изучено. Различные исследования показали противоречивые результаты. Исследования, опубликованные в источнике [19], показали, что термическое старение должно учитываться только с помощью механизмов электрического старения. Другие исследования [20] показали доминирующий эффект теплового старения. Поэтому изучение механизма термического старения изоляционных материалов по-прежнему имеет большое значение.

Постановка задачи. Объектом исследования является изоляция кабелей низкого напряжения переменного тока. Их электрическое старение является незначительным из-за высокого запаса электрической прочности. Предметом исследования является срок службы изоляционных материалов и влияние на них температуры. Таким образом, целью данного исследования является анализ температурных условий кабелей для оценки их влияния на срок службы кабельной изоляции.

Поставленная цель требует решения следующих задач:

- мониторинг температуры кабеля, находящегося в условиях эксплуатации для получения большого количества экспериментальных данных;
- анализ данных мониторинга и оценка температурного режима кабеля;
- оценка влияния температуры на изоляцию кабеля с использованием известных математических моделей старения изоляции.

Теория. Существует множество математических моделей старения изоляции, каждая из которых построена на разных подходах. Некоторые из них используют статистический подход и основаны на распределении Вейбулла. Другие используют физические процессы в качестве своей основы. В данной статье рассматривается исследование теплового воздействия на изоляцию. Поэтому должны использоваться математические модели старения изоляционного материала с использованием подхода физического разрушения с учетом влияния температуры. Этими моделями являются [2, 21]:

- модель старения изоляции Журкова [22, 23]:

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

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 первичной изоляции [24, 25]:

$$\tau_o \cong \frac{h}{2kT} \exp\left(\frac{\Delta G - 0,5\epsilon\epsilon_0\Delta VE^2}{kT}\right), \quad (2)$$

где ϵ , ϵ_0 — относительная и абсолютная диэлектрическая проницаемость материала, ΔV — объем активации, ϵ — 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 — тепловой параметр электрических и тепловых полей;

- модель старения Кучинского [21]:

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

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

Экспериментальные данные и их анализ.

Устройство для эксперимента. Устройство контроля температуры, используемое в эксперименте,

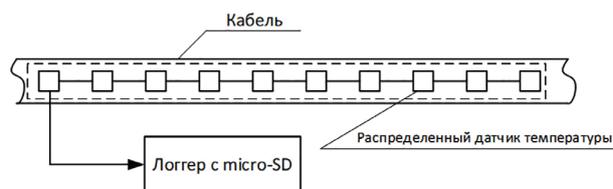


Рис. 1. Блок-схема устройства контроля температуры

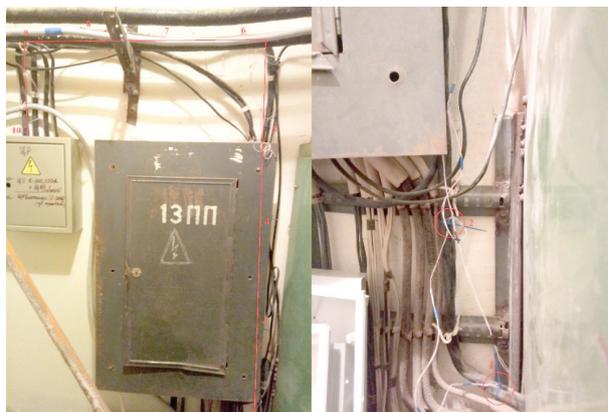


Рис. 2. Установка устройства контроля температуры

представляет собой коммерческий логгер с многозонным датчиком температуры. Датчик имеет длину 5 метров и состоит из 10 цифровых датчиков температуры, расстояние между которыми составляет 0,5 метра. Логгер считывает данные о температуре с каждого датчика в течение одного часа и записывает данные на флэш-накопитель micro-SD. Блок-схема устройства представлена на рис. 1.

Измерения. Кабель низкого напряжения установлен в закрытом распределительном устройстве отапливаемого здания. Его рабочие условия не содержат значительных тепловых воздействий, за исключением нагрузки на кабель и температуры окружающей среды. Распределенный датчик температуры и логгер были установлены на кабеле (рис. 2).

Мониторинг температуры проводился в осенний период: около семи недель с сентября по ноябрь. Полученные данные мониторинга температуры представлены на рис. 3.

Анализ данных. Первые несколько недель температура кабеля имеет тенденцию к снижению из-за сезонного снижения температуры вне здания. Кроме того, в этот период не работало отопление. После его подключения появляется циклическая экспоненциальная тенденция повышения температуры. Разница в данных датчиков температуры незначительна и составляет около 1 °С. Тем не менее это больше, чем типичная погрешность датчиков. Изменение температуры в течение дня также незначительно между 1 и 2 °С. Основная цель анализа — рассчитать степень термического разрушения изоляции кабеля в зависимости от повышения температуры по сравнению с нормой. Предполагая, что нормальная температура эксплуатации кабеля

составляет 20 °С, что температура изоляции кабеля одинакова в объеме изоляции и принимая во внимание среднюю температуру всех датчиков за все время контроля (21,9 °С), сокращение срока службы кабеля можно рассчитать с помощью уравнений (1–4):

— модель старения изоляции Журкова:

$$\tau_r = \frac{\tau_{21,9^\circ\text{C}}}{\tau_{20^\circ\text{C}}} = \exp\left(\frac{w - \chi E}{RT_1} - \frac{w - \chi E}{RT_2}\right); \quad (5)$$

— модель старения первичной изоляции:

$$\tau_r = \frac{\tau_{21,9^\circ\text{C}}}{\tau_{20^\circ\text{C}}} = \exp\left(\frac{\frac{\Delta G - 0,5 \cdot \varepsilon \varepsilon_0 \Delta V E^2}{kT_1} - \frac{\Delta G - 0,5 \cdot \varepsilon \varepsilon_0 \Delta V E^2}{kT_2}}{\frac{\Delta G - 0,5 \cdot \varepsilon \varepsilon_0 \Delta V E^2}{kT_2}}\right); \quad (6)$$

— график Аррениуса:

$$\tau_r = \frac{\tau_{21,9^\circ\text{C}}}{\tau_{20^\circ\text{C}}} = \exp(BcT_2 - BcT_1)(E \cdot E_0^{-1})^{(bcT_2 - bcT_1)}; \quad (7)$$

— модель старения Кучинского:

$$\tau_r = \frac{\tau_{21,9^\circ\text{C}}}{\tau_{20^\circ\text{C}}} = \exp\left(\frac{W_a}{kT_1} - \frac{W_a}{kT_2}\right). \quad (8)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Обсуждение. Данные мониторинга температуры не показали значительного изменения температуры ни в течение дня (1–2 °С), ни в течение всего периода мониторинга (17–27 °С). Эти значения

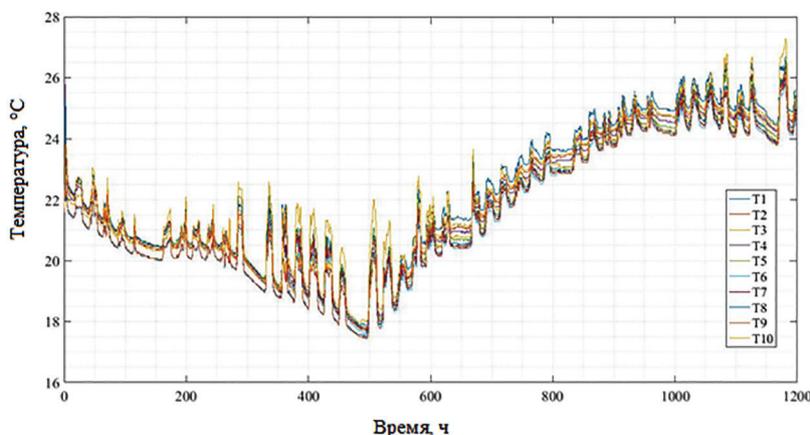


Рис. 3. Данные мониторинга температуры кабеля

Таблица 1

Сокращение срока службы изоляции кабеля для различных моделей старения

Модель старения	Срок службы уменьшится, %
Модель Журкова	20,3
Модель старения первичной изоляции	21,3
Модель Аррениуса с учетом обратной степенной модели старения	18,6
Модель Кучинского	20

температуры не могут привести к значительному повреждению изоляции кабеля, особенно с учетом максимальной рабочей температуры жилы кабеля 70–90 °С. Однако результаты расчета срока службы показали, что изменение средней температуры на 1,9 °С приводит к сокращению срока службы в среднем на 20 %.

Закключение. Данные мониторинга температуры показали, что температура участков кабелей может незначительно отличаться в течение суток (1–2 °С). Этот факт можно объяснить неоднородной структурой изоляции кабеля и различным влиянием окружающего воздуха, который охлаждает кабель в разной степени. Разница температур в течение всего периода мониторинга составляет от 17 °С до 27 °С. Это объясняется сезонными изменениями температуры окружающей среды и искусственным обогревом здания.

На первый взгляд, изменение температуры не может привести к значительному повреждению изоляции, так как температура очень низкая относительно максимальной рабочей температуры изоляции кабеля. Однако оценка сокращения срока службы изоляции кабеля с использованием четырех различных математических моделей показала снижение срока эксплуатации на 20 %, что является значительным. Расчет и экспериментальные результаты показали, что даже незначительное изменение средней температуры может значительно сократить срок эксплуатации изоляционного материала. Учитывая тот факт, что напряжение кабеля оказало незначительное влияние на изоляцию, термическое воздействие оказывает существенное влияние на срок службы изоляционных материалов. Постоянный мониторинг температуры кабеля можно использовать для расчета его срока службы и контроля остаточного ресурса. Эти данные могут быть использованы для прогнозирования снижения диэлектрических свойств изоляции кабеля и ее разрушения. Кроме того, эта информация полезна для управления активами электрооборудования в энергообеспечивающих компаниях.

Библиографический список

- Mazzanti G. Analysis of the combined effects of load cycling, thermal transients, and electrothermal stress on life expectancy of high-voltage ac cables // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2007. Vol. 22, no. 4. P. 2000–2009. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.905547.
- 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 Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2009. Vol. 16, no. 4. P. 1168–1179. DOI: 10.1109/TDEI.2009.5211872.
- Mazzanti G. Life and reliability models for high voltage DC extruded cables // *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2017. Vol. 33, no. 4. P. 42–52. DOI: 10.1109/MEI.2017.7956632.
- Mazzanti G. Life estimation of HVDC cables under the time-varying electrothermal stress associated with load cycles // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 30, no. 2. P. 931–939. DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2352681.
- Bessissa L., Boukezzi L., Mahiet D. [et al.]. Lifetime estimation and diagnosis of XLPE used in HV insulation cables under thermal ageing: arithmetic sequences optimised by genetic algorithms approach // *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 11, no. 10. P. 2429–2437. DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0491.
- Kim C., Berrag A., Belkhiat S. [et al.]. Investigation of dielectric behavior of thermally aged XLPE cable in the high-frequency range // *Polymer testing*. 2006. Vol. 25, no. 4. P. 553–561. DOI: 10.1142/S0217979215501866.
- Paul J., Hansen E. W., Roots J. Probing the molecular dynamics in XLPE aged at different temperatures by ¹H NMR relaxation time measurements // *Polymer degradation and stability*. 2012. Vol. 97, no. 11. P. 2403–2411. DOI: 10.1016/j.polymdegradstab.2012.07.022.
- Woschitz R., Muhr M., Sumereder Ch. [et al.]. Quality control of XLPE cables by means of impulse voltage test // *ISEIM 2005, Proceedings of 2005 International Symposium on Electrical Insulating Materials*. 2005. P. 1–3. DOI: 10.1109/ISEIM.2005.193605.
- Sheng B., Yu J., Zhou W. [et al.]. On-line PD detection and localization in cross-bonded HV cable systems // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2014. Vol. 21, no. 5. P. 2217–2224. DOI: 10.1109/TDEI.2014.004446.
- Gulski E., Putter H., Smit J. J. Investigation of water treeing-electrical treeing transition in power cables // *IEEE 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. 2008. P. 234–237. DOI: 10.1109/CMD.2008.4580270.
- Tao W., Yue Z., Song S. [et al.]. Study on the electric-field characteristics of water tree region on the dry or wet condition in XLPE cables // *IEEE 2016 International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*. 2016. P. 1–4. DOI: 10.1109/ICHVE.2016.7800763.
- Fu M., Liu T., Hou S. [et al.]. Mechanism of space charge accumulation in crosslinked polyethylene under temperature gradient // *2015 IEEE 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*. 2015. P. 356–359. DOI: 10.1109/ICPADM.2015.7295282.
- Arakane T., Nozomi A., Motchizuki T. [et al.]. Space charge accumulation properties in XLPE with carbon nano-filler // *IEEE 2012 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. 2012. P. 328–331. DOI: 10.1109/CMD.2012.6416444.
- Karady G. G., Roy R. R., Domitz S. Effect of temperature on the partial discharge initiation voltage of capacitors // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 1995. Vol. 2, no. 3. P. 499–502. DOI: 10.1109/94.395411.
- Schifani R., Candela R., Romano P. On PD mechanisms at high temperature in voids included in an epoxy resin // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2001. Vol. 8, no. 4. P. 589–597. DOI: 10.1109/94.946711.
- Kosaki M., Shimizu N., Horii K. Treeing of Polyethylene at 77K // *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. 1977. Vol. EI-12, no. 1. P. 40–45. DOI: 10.1109/TEI.1977.298006.
- Tsuru S., Nakamura M., Mine T. [et al.]. Partial discharge inception characteristics in artificial air-filled voids at room and liquid nitrogen temperatures // *Proceedings of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation 1998*. Vol. 1. P. 153–156.
- Wang X., Zhang X., Liu Q. [et al.]. Study on space charge behavior of XLPE after long-term aging under temperature gradient and DC stress // *IEEE 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. 2016. P. 741–744. DOI: 10.1109/CMD.2016.7757930.
- Talreja M., Timothy P., Douglas J. D. [et al.]. The effect of thermal aging on the electrical breakdown strength of crosslinked polyethylene // *2014 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*. 2014. P. 162–166. DOI: 10.1109/EIC.2014.6869367.
- Chen X., Gubanski S. M., Mantsch A. [et al.]. Electrical treeing behavior of DC and thermally aged polyethylenes utilizing wire-plane electrode geometries // *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2014. Vol. 21, no. 1. P. 45–52. DOI: 10.1109/TDEI.2013.004108.
- Кучинский Г. С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л.: Энергия, 1979. 224 с.
- Zhurkov A. N. Kinetic concept of the strength of solids // *International Journal of Fracture Mechanics*. 1965. Vol. 1. P. 311–323.

23. Zhurkov S. N. Kinetic concept of the strength of solids // International Journal of Fracture. 1984. Vol. 26, no. 4. P. 295–307.
24. 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. P. 197–209. DOI: 10.1109/94.595247.
25. Crine J. P. On the interpretation of some electrical aging and relaxation phenomena in solid dielectrics // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. 2005. Vol. 12, no. 6. P. 1089–1107. DOI: 10.1109/TDEI.2005.1561789.

ПУГАЧ Вадим Николаевич, аспирант кафедры «Теоретическая и общая электротехника».

SPIN-код: 4516-9319

AuthorID (РИНЦ): 988183

Адрес для переписки: pugach-vadim16@mail.ru

ПОЛЯКОВ Дмитрий Андреевич, старший преподаватель кафедры «Теоретическая и общая электротехника».

SPIN-код: 2004-2148

AuthorID (РИНЦ): 733001

ORCID: 0000-0001-8813-2291

ResearcherID: B-7950-2016

Адрес для переписки: polyakowdmitry@yandex.ru

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

SPIN-код: 3733-8763

AuthorID (РИНЦ): 641865

Адрес для переписки: nki@ngs.ru

ТЕРЕЩЕНКО Надежда Андреевна, инженер кафедры «Теоретическая и общая электротехника».

SPIN-код: 4017-2286

AuthorID (РИНЦ): 947723

Адрес для переписки: nadezhda.tereshchenko@mail.ru

КОМАРОВ Илья Владимирович, магистрант группы ЭЭМ-185 факультета элитного образования и магистратуры.

SPIN-код: 8480-2692

AuthorID (РИНЦ): 998511

Адрес для переписки: darkterror2308@gmail.com

Для цитирования

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.

Статья поступила в редакцию 29.10.2019 г.

© В. Н. Пугач, Д. А. Поляков, К. И. Никитин,
Н. А. Терещенко, И. В. Комаров