

УДК 621.315.2

Исследование повреждений кабельных линий постоянного тока в процессе эксплуатации на городском наземном электрическом транспорте

А. В. Агунов¹, С. К. Тураев², Р. А. Щербаков³

¹Петербургский государственный университет путей сообщения Императора Александра I, Российская Федерация, 190031, Санкт-Петербург, Московский пр., 9

²СПб ГУП «Горэлектротранс», Российская Федерация, 196105, Санкт-Петербург, Сызранская ул., 15

³АО «Ленгипротранс», Российская Федерация, 196105, Санкт-Петербург, Московский пр., 143

Для цитирования: Агунов А. В., Тураев С. К., Щербаков Р. А. Исследование повреждений кабельных линий постоянного тока в процессе эксплуатации на городском наземном электрическом транспорте // Бюллетень результатов научных исследований. — 2025. — Вып. 3. — С. 61–75. DOI: 10.20295/2223-9987-2025-3-61-75

Аннотация

Цель: Выполнить анализ факторов, влияющих на срок службы кабельных линий городского наземного электрического транспорта, а также существующих моделей расчета старения изоляции. **Методы:** Исследование процессов, оказывающих наиболее сильное влияние на изоляцию кабельных линий городского наземного электрического транспорта, оценка эффективности существующих математических моделей на основе анализа учитываемых факторов влияния и полученных результатов. **Результаты:** В работе представлено подробное описание контроля состояния кабельных линий городского наземного электрического транспорта на сегодняшний день, а также приведен анализ факторов, оказывающих влияние на нормальное старение изоляции кабельных линий. Выполнена оценка эффективности существующих математических моделей расчета срока службы изоляции. **Практическая значимость:** Результаты проделанной работы позволяют сделать следующий шаг к усовершенствованию математического моделирования по расчету срока службы изоляции кабельных линий, которая может быть применена в разрабатываемой методике непрерывного мониторинга и превентивном анализе аварийного состояния кабельных линий, проложенных под земляным полотном.

Ключевые слова: Городской электрический транспорт, энергохозяйство, кабельные линии, диагностика, мониторинг.

Как известно, в системах электроснабжения городского электрического транспорта не обойтись без применения кабельных линий, в том числе кабельных линий, прокладываемых под земляным полотном, что, в свою очередь, значительно усложняет процесс локализации и устранения подобных аварий, а также увеличивает срок устранения и стоимость их. В большинстве случаев причиной аварийных ситуаций на кабельных линиях является нарушение целостности их изоляции.

Важно производить проверку силовых кабелей перед запуском в эксплуатацию для обеспечения надежности их работы.

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации силовых кабелей необходимо проводить их предварительную проверку и диагностику. Проверке

подлежат токоведущие жилы кабеля, обеспечивающие соединение источника электроэнергии с потребителем, и их изоляция, предотвращающая возникновение коротких замыканий. В связи с тем, что традиционные испытания повышенным напряжением [1] способны повреждать изоляционный слой и сокращать срок его службы, рекомендуется отдавать предпочтение неразрушающим методам контроля [2, 3]:

- 1) определение тока утечки;
- 2) определение сопротивления изоляции [4];
- 3) определение напряжения/тока процессов поляризации/деполяризации диэлектрика [5, 6];
- 4) Оптическая, тепловизионная и ультразвуковая дефектоскопия [7, 8];
- 5) метод рефлектометрии (анализ однородности изоляции) [9].

Для предварительной локализации повреждений изоляции кабельных линий используют методы импульсной рефлектометрии и отраженных импульсов [10], при этом для повышения точности диагностики применяют сложные формы импульсов, такие как вейвлет-импульсы [2].

Для диагностики кабельных линий наиболее перспективным и эффективным является метод высокочастотной рефлектометрии [2]. Данный метод предполагает анализ частотной зависимости входного сопротивления кабеля, что дает возможность точно обнаруживать и определять местоположение распределенных дефектов, включая дендриты, образующиеся из-за частичных разрядов. Параллельно для мониторинга температуры изоляции применяется метод оптической рефлектометрии. Он позволяет измерять температурные изменения вдоль всей кабельной линии с высокой точностью — до 1 метра по длине и до 1 °C по значению. Однако для его использования необходимо, чтобы в конструкции кабеля присутствовала оптоволоконная жила.

Рефлектометрические методы в целом обеспечивают высокоточный предварительный поиск повреждений, что помогает своевременно выявлять и устранять дефекты в кабельных линиях. Важным преимуществом этого способа диагностики является возможность его проведения без отключения потребителей от сети. На рис. 1 продемонстрирована последовательность действий при обнаружении и восстановлении нарушенного изоляционного материала кабельной линии, которая актуальна в настоящее время.

В процессе эксплуатации кабельная изоляция подвергается различным внешним и внутренним воздействиям, которые способствуют ее старению и зачастую разрушению [4, 11–13]. Среди них:

1. Механические воздействия — в процессе монтажных операций возникают локальные механические напряжения, способные нарушить целостность изоляционного слоя. Образование микротрещин создает каналы для диффузии влаги, что интенсифицирует процессы разрушения диэлектрика.

2. Термическое воздействие — повышение температуры активизирует химические процессы деструкции полимерной матрицы, включая реакции деполимеризации. Кинетика этих процессов подчиняется закону Аррениуса, демонстрируя экспоненциальную зависимость скорости деградации от температуры.

3. Гигроскопические эффекты — атмосферная влага, проникая в изоляционный материал, вызывает:

- снижение объемного сопротивления;
- изменение диэлектрической проницаемости;
- образование проводящих мостиков.

Для количественной оценки применяют коэффициент абсорбции, определяемый как отношение сопротивлений через 60 и 15 секунд после приложения напряжения.

4. Фотохимическая деструкция — УФ-излучение с длиной волны 280–400 нм индуцирует:

- разрыв σ -связей в полимерных цепях;
- образование свободных радикалов;
- отрыв боковых групп (преимущественно водородных).

Результатом является снижение молекулярной массы и ухудшение механических характеристик материала [11].

5. Химическая агрессия — воздействие реакционноспособных соединений (HNO_3 , O_2 и др.) приводит к:

- окислению полимерной матрицы;
- гидролитическому распаду;
- образованию карбонильных групп.

Особую опасность представляют кислотные среды, вызывающие каталитическую деструкцию даже при комнатной температуре.

6. Механические напряжения — превышение предельных деформаций вызывает:

- разрыв межмолекулярных связей;
- рекристаллизацию полимерной фазы;
- образование трещин Гриффитса.

Эти процессы существенно снижают электрическую прочность изоляции [11].

7. Радиационное воздействие — ионизирующее излучение индуцирует:

- образование ловушечных уровней;
- пространственную переориентацию макромолекул;
- накопление объемного заряда.

Последствия облучения проявляются в виде повышенной электропроводности и снижения пробивного напряжения [14].

Разработка эффективной системы контроля требует:

- 1) фундаментального исследования механизмов деградации изоляции под различными воздействиями;
- 2) дифференцированного подхода к оценке остаточного ресурса с учетом:
 - индивидуальных условий эксплуатации каждого кабельного участка;
 - вариабельности воздействующих факторов;
 - возможности исключения второстепенных параметров при определенных условиях.

В текущей эксплуатации СПб ГУП «Горэлектротранс» находятся два типа кабелей:

1. Кабель марки АПв2ЭПу ТС 1х800-1:
 - изоляционный материал — сшитый полиэтилен;
 - область применения: реконструкция существующих сетей, капитальный ремонт, новые строительные проекты;
 - конструктивные особенности представлены на рис. 2.
2. Кабель АСБ2л 1х800-1 с изоляцией из пропитанной бумаги приведен на рис. 3 (основная часть кабельного хозяйства, находящаяся в эксплуатации).

Для дальнейшего исследования необходимо провести анализ конструкции указанных кабелей для создания общей математической модели.

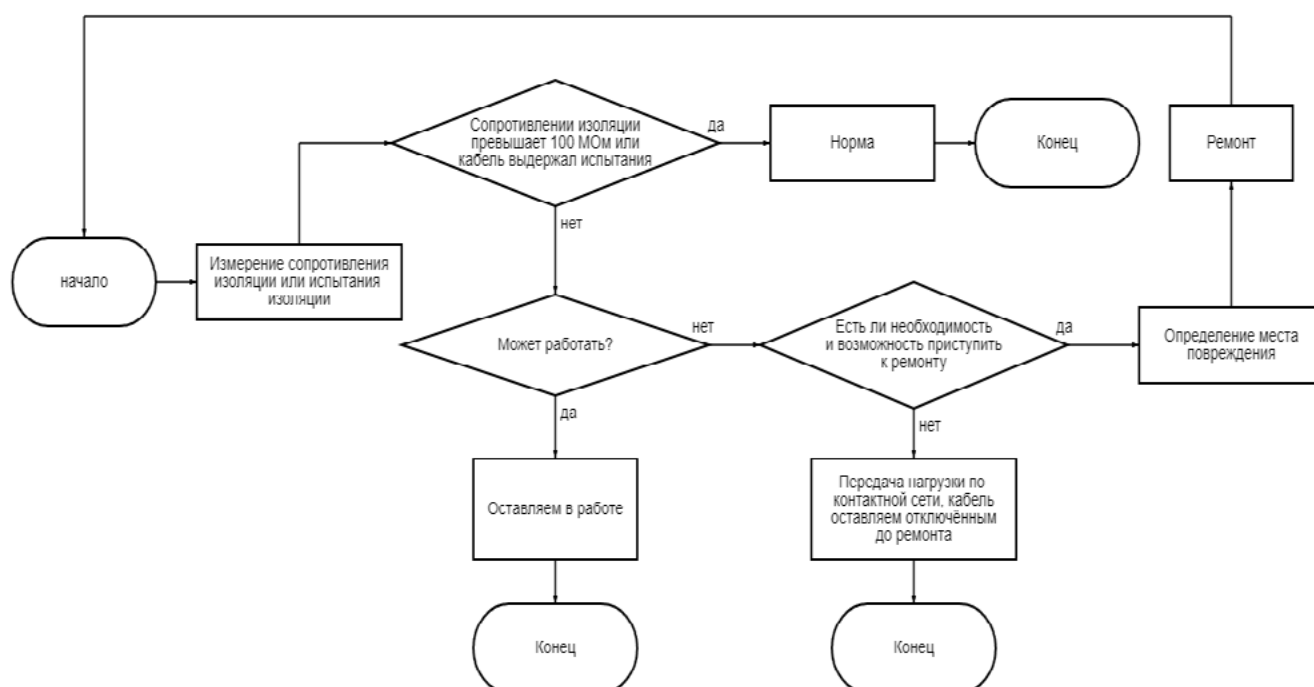


Рис. 1. Схема алгоритма обнаружения и устранения повреждений кабельной изоляции

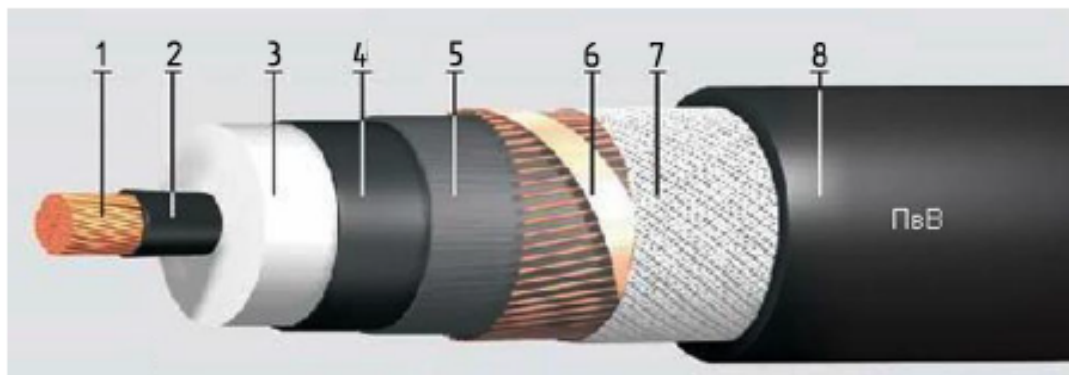


Рис. 2. Конструкция одножильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена:
 1 — алюминиевая или медная токопроводящая жила; 2 — полупроводящий слой из сшитой полимерной композиции; 3 — изоляция из сшитого полиэтилена;
 4 — полупроводящий слой из сшитой полимерной композиции; 5 — слой из электропроводящей водоблокирующей ленты; 6 — экран из медных проволок, скрепленных медной лентой; 7 — слой из электропроводящих водоблокирующих лент; 8 — полиэтиленовая оболочка

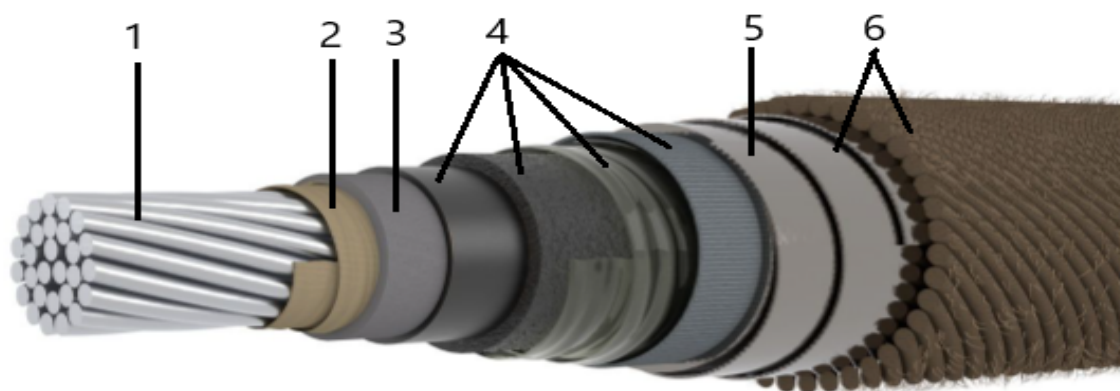


Рис. 3. Конструкция одножильного кабеля с бумажной пропитанной изоляцией:
 1 — алюминиевая токопроводящая жила; 2 — бумажная изоляция жилы, пропитанная вязким составом; 3 — герметичная свинцовая оболочка;
 4 — подушка не менее 1,5 мм (битумный состав или битум, ленты полиэтилентерефталатные, крепированная бумага или кабельная пропитанная, битумный состав или битум, ленты полиэтилентерефталатные, крепированная бумага или кабельная пропитанная, битумный состав или битум); 5 — броня из двух стальных черных или оцинкованных лент толщиной не менее 0,5 мм;
 6 — наружный покров толщиной не менее 2,0 мм (битумный состав или битум или вязкий подклеивающий состав, пропитанная кабельная пряжа или стеклянная пряжа из штапелированного волокна, битумный состав или битум или вязкий подклеивающий состав, покрытие, предохраняющее витки кабеля от слипания)

Кабели с бумажной пропитанной изоляцией со временем могут высыхать при нарушении изоляционного слоя под воздействием воздуха и тепла, что приводит к их выходу из строя. Однако в случае прокладки кабеля в земляном полотне более вероятным является попадание воды в образовавшиеся дефекты изоляции. В такой ситуации поведение обоих типов кабелей — как с изоляцией из сшитого полиэтилена, так и с бумажной пропитанной изоляцией — становится практически идентичным.

Исследование конструкции кабелей и их подземного расположения в городской инфраструктуре позволило исключить из рассмотрения следующие факторы деградации изоляции:

1. Химические факторы — данный вид воздействий не выделяется в отдельную категорию по следующим причинам:

- концентрация химически активных веществ в изоляционном материале минимальна;

- основная часть химических соединений образуется в результате термической деструкции изоляции при нагреве токоведущей жилы в рабочих режимах.

2. Радиационное воздействие — актуальность данного фактора ограничена специальными объектами инфраструктуры (атомные электростанции, исследовательские реакторы). В рамках настоящего исследования, посвященного кабельным сетям городского электротранспорта, радиационный фактор не учитывается ввиду его незначительности.

Ключевые факторы старения изоляции:

1. Термическое воздействие — обусловлено нагревом токопроводящей жилы при прохождении рабочего тока.

2. Механические повреждения возникают:

- в процессе монтажных работ;
- при проведении строительных операций вблизи трассы прокладки.

Последствия механических повреждений:

- нарушение герметичности изоляции;
- проникновение влаги в поврежденные участки с дальнейшим развитием дефекта;

- ускорение процессов деградации изоляционных материалов.

Для создания эффективной системы контроля предлагается:

1. Разработка многоуровневой системы оценки:

- первичный (экспресс-анализ);
- углубленный (лабораторные исследования);
- комплексный (с применением математического моделирования).

2. Внедрение адаптивных алгоритмов:

- автоматическая корректировка значимости параметров;
- динамическое изменение периодичности контроля;
- прогнозирование остаточного ресурса.

Система мониторинга должна учитывать:

- специфику используемых кабельных изделий;
- условия городской эксплуатации;
- экономическую целесообразность контроля различных параметров.

Особое внимание следует уделить кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена ввиду их широкого применения при модернизации сетей.

В современной научной литературе представлено значительное количество исследований, посвященных оценке степени деградации изоляционных материалов [15–22]. Среди существующих подходов к моделированию процессов старения особого внимания заслуживают следующие теоретические модели:

1. Термоактивационная модель Журкова (1960-е гг.)

Данная модель описывает зависимость срока службы материала от механических и температурных воздействий:

$$\tau_{\text{сл}} = \tau_0 \exp \left[\frac{U_0 - \gamma \sigma}{kT} \right], \quad (1)$$

где τ_0 , U_0 , γ — константы, зависящие от структуры материала и определяемые экспериментальным путем;

σ — растягивающее напряжение;

k — постоянная Больцмана;

T — абсолютная температура.

2. Квантово-механическая модель Крайна (1990-е гг.). Модель учитывает квантовые эффекты при разрушении изоляции:

$$\tau_{\text{сл}} \cong \frac{h}{2kT} \exp \left(\frac{\Delta G}{kT} \right) \text{csch} \left(\frac{e\delta E}{kT} \right), \quad (2)$$

где h — постоянная Планка;

k — постоянная Больцмана;

T — абсолютная температура;

ΔG — энергия активации Гиббса;

e — заряд электрона, ускоренного электрическим полем с напряженностью E на дистанции δ .

3. Комбинированная модель на основе модели старения от температуры Аррениуса и обратной степенной модели (выражение (3)):

$$\tau_{\text{сл}} = \tau_0 \exp(-BcT) \left(\frac{E}{E_0} \right)^{-(n_0 - bcT)}, \quad (3)$$

где E — напряженность электрического поля;

$cT = 1/T_0 - 1/T$ — условное температурное напряжение (T — абсолютная температура);

T_0 — приблизительная контрольная температура (комнатная температура);
 n_0 — коэффициент выносливости по напряжению;
 E_0 — значение напряженности электрического поля, ниже которого влиянием электрического поля можно пренебречь;
 τ_0 — срок службы при $T = T_0$, $E = E_0$, $B = \Delta W/k$ (ΔW — энергия активации реакции термической деградации, k — постоянная Больцмана);
 b — параметр, показывающий синергизм теплового и электромагнитного взаимодействий.

4. Модель старения изоляции, предложенная Г. С. Кучинским, учитывает воздействие таких факторов, как температура и электрическое поле:

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

где E — напряженность электрического поля;

W_a — энергия активации;

k — постоянная Больцмана;

T — абсолютная температура;

A — константа, зависящая от структуры и свойств изоляции;

n — показатель степени, зависящий от типа изоляции.

Для объективного сравнения моделей были приняты следующие условия:

- исключена модель для тонких полимерных пленок как нерелевантная;
- параметры подобраны для срока службы 30 лет при 90 °С;
- все расчеты выполнены при идентичных начальных условиях.

Результаты сравнительного анализа (рис. 4) демонстрируют возможность параметрической настройки моделей для получения сопоставимых результатов. Это подтверждает, что различия в прогнозах обусловлены главным образом выбором коэффициентов, которые могут варьироваться в широких пределах для различных материалов.

Особое внимание следует обратить на существенную зависимость результатов моделирования от:

- 1) энергии активации процессов деградации;
- 2) коэффициентов электрической прочности;
- 3) параметров синергетического взаимодействия факторов.

Данный анализ подтверждает необходимость экспериментального определения параметров моделей для каждого конкретного типа изоляционного материала. Например, возможен набор коэффициентов, при котором зависимости совпадут, что доказывается графиком зависимости (рис. 4) при параметрах, указанных в таблице.

Однако является недостаточным исключительно расчет зависимости срока службы изоляции от температуры, поскольку напряжение на кабеле непрерывно

меняется в пределах 10 % от номинального. Также на изоляции могут возникать перенапряжения, вызванные коммутациями или грозой. В связи с этим необходимо произвести расчеты срока службы изоляции в зависимости от напряжения и температуры. Для решения этих задач был применен пакет программ MATLAB. Полученные результаты моделирования представлены на рис. 5.

Параметры моделей старения изоляции

Модель С. Н. Журкова		Модель Ж.-П. Крайна	
Характеристика	Величина	Характеристика	Величина
τ_0 [с]	10^{-3}	ε [Ф/м]	$2,213 \cdot 10^{-11}$
W [кДж/моль]	84	ΔG [Дж]	$2,5555 \cdot 10^{-19}$
χ [кДж · мм / (моль · кВ)]	0,447	T_0 [K]	293
R [кДж / (моль · K)]	$8,314 \cdot 10^{-3}$	ΔV [м ³]	$3,4 \cdot 10^{-23}$
Модель Аррениуса-ОСМ		Модель Г. С. Кучинского	
Характеристика	Величина	Характеристика	Величина
τ_0 [с]	$2 \cdot 10^5$	A	$5,3 \cdot 10^{16}$
b [K · мм/кВ]	200	W [кДж/моль]	84
n_0	16	n	3
E_0 [кВ/мм]	5	R [кДж / (моль · K)]	$8,314 \cdot 10^{-3}$
B [K]	10 103		

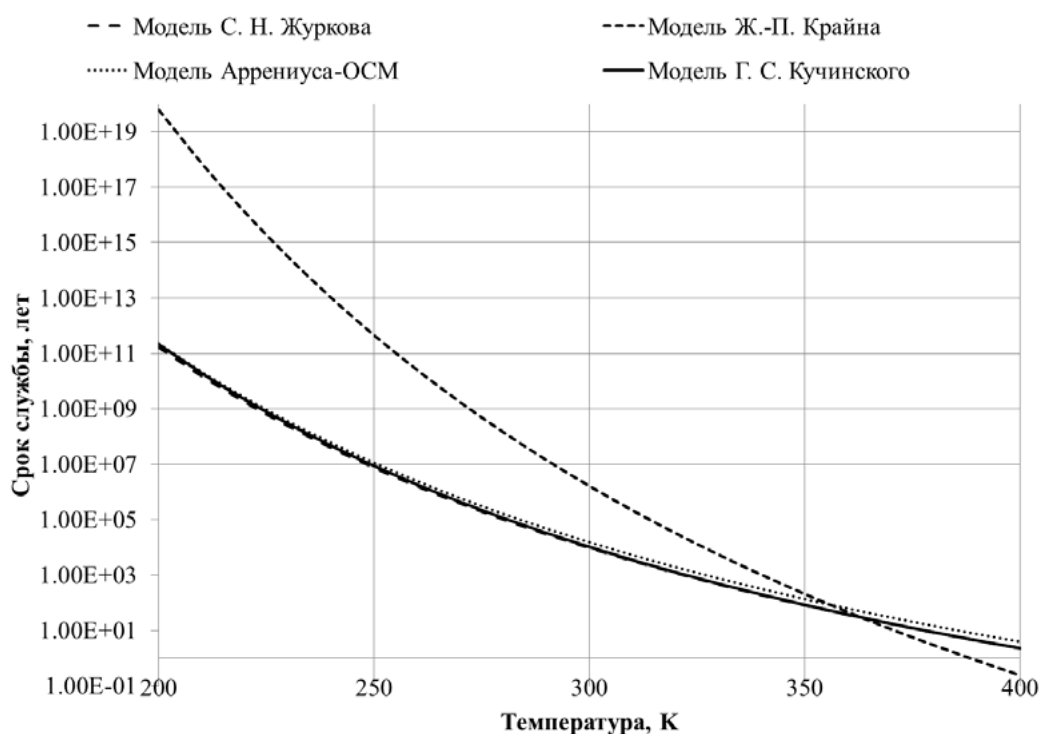


Рис. 4. Зависимости срока службы изоляции кабелей из сшитого полиэтилена от температуры при номинальной напряженности электрического поля, рассчитанные по различным моделям старения изоляции

Проведенное исследование расчетных данных позволило установить, что все анализируемые модели демонстрируют качественно одинаковую зависимость срока службы изоляционных материалов от:

- температурного воздействия;
- напряженности электрического поля.

Такая согласованность результатов полностью соответствует фундаментальным теоретическим представлениям о процессах деградации диэлектриков.

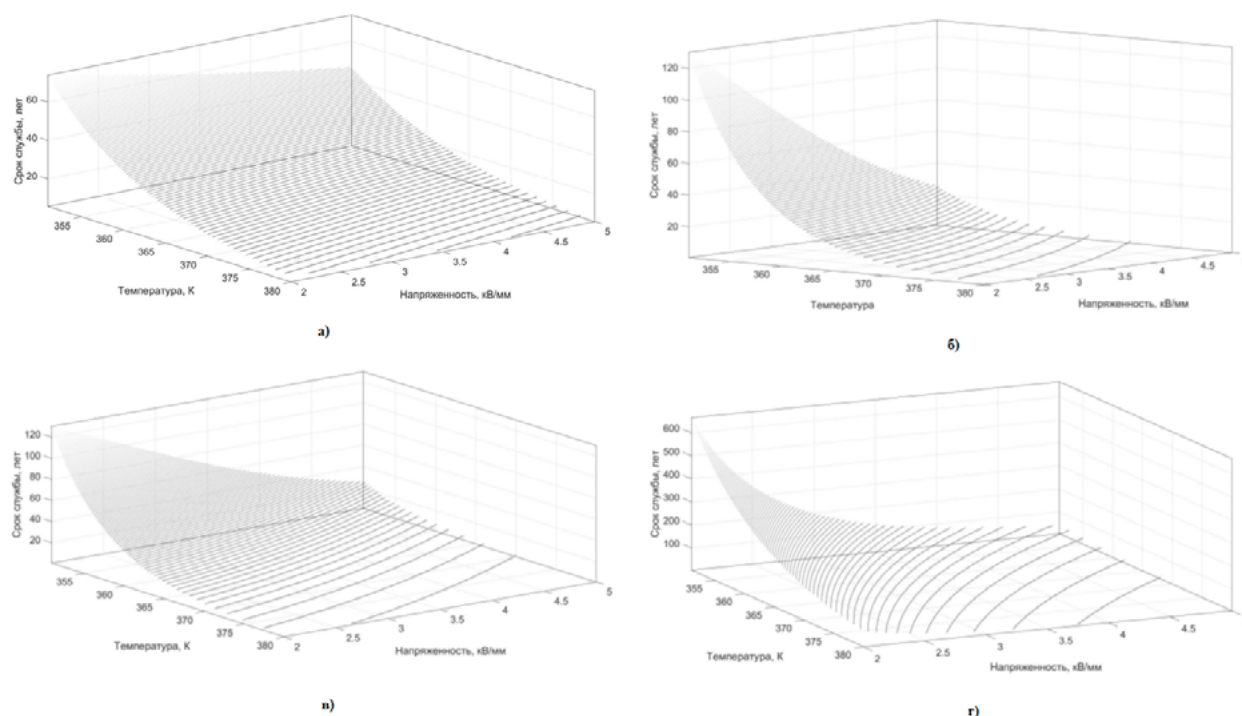


Рис. 5. Зависимость срока службы от напряженности и температуры, согласно модели:
а — С. Н. Журкова; б — Ж.-П. Крайна; в — Аррениуса-ОСМ; г — Г. С. Кучинского

Обоснование выбора модели Г. С. Кучинского для математического моделирования:

1. Комплексный учет доминирующих факторов деградации:

- термическая составляющая (экспоненциальный член уравнения) адекватно описывает: процессы термоокислительной деструкции, тепловое старение материала;
- электрическая составляющая (степенной член) учитывает: воздействие влаги, поляризованной электрическим полем, электромеханические напряжения, джоулевы потери.

2. Оптимальное соотношение точности и сложности:

- сохраняет физическую содержательность ключевых параметров;
- не содержит избыточных коэффициентов, затрудняющих идентификацию;

- позволяет проводить параметрические исследования с ясной физической интерпретацией.

3. Верифицируемость модели:

- все коэффициенты (A , n , W_a) имеют четкий физический смысл;
- допускают экспериментальное определение стандартными методами;
- позволяют проводить сопоставление с референсными данными.

4. Простота математической формы обеспечивает быструю сходимость численных расчетов, удобство параметрической оптимизации, наглядность анализа результатов.

Предлагаемая модель особенно эффективна для анализа кабельной изоляции электротранспорта, где критически важны:

- учет синергетического эффекта температуры и электрического поля;
- возможность прогнозирования остаточного ресурса;
- простота адаптации к конкретным эксплуатационным условиям.

Модель Кучинского, дополненная экспериментальными данными и уточненными коэффициентами, является оптимальным инструментом для оценки состояния изоляции кабелей. Ее применение повысит надежность работы городских кабельных сетей и снизит риск аварийных ситуаций.

Исследование структуры кабеля, рассматриваемого в настоящей работе, позволило сформировать вывод о том, что при вычислениях остаточного ресурса изоляции кабеля достаточно принимать во внимание влияния электрического поля и температуры на изоляционный материал.

Мы тщательно изучили строение кабеля и пришли к выводу, что при расчете оставшегося срока службы его изоляции нужно учитывать всего два основных фактора: воздействие электрического поля и температуры. Это значительно упрощает задачу, так как другие факторы в нашем случае играют меньшую роль.

В перспективе мы сможем точно предсказывать, когда кабель потребует замены, что поможет избежать аварий и сэкономить средства. Следующий шаг — испытания нашей модели на реальных кабельных линиях. Далее направление исследований должно быть сосредоточено на создании системы непрерывного мониторинга и предиктивного анализа состояния кабельных линий городского наземного электрического транспорта. Система будет базироваться на существующих программно-аппаратных комплексах, обрабатывающих данные с рефлектограмм, датчиков температуры, напряжения и разности тока в «+» и «-» кабелях. На основе предложенной математической модели система будет определять остаточный срок службы исследуемых кабельных линий.

Результаты таких исследований приведут к принципиальному изменению методики контроля состояния кабельных линий (рис. 1) и, как следствие, к автоматизации данного процесса

Список источников

1. Правила устройства электроустановок / НЦ ЭНАС. — М., 2000. — 552 с.
2. Пономарев Н. В. Анализ методов диагностики состояния силовых высоковольтных кабельных линий / Н. В. Пономарев // Вестник КузГТУ. — 2012. — № 5(93). — С. 68–71.
3. Гудков В. В. Особенности методик и средств испытаний кабелей с СПЭ-изоляцией / В. В. Гудков // Энергобезопасность и энергосбережение. — 2009. — № 6. — С. 9–11.
4. Койков С. Н. Электрическое старение твердых диэлектриков / С. Н. Койков, А. Н. Цикин. — Л.: Энергия, 1968. — 186 с.
5. Степанов В. М. Определение электрического сопротивления изоляции и емкости кабелей / В. М. Степанов, С. В. Ершов // Известия ТулГУ. Технические науки. — 2010. — № 3–5. — С. 62–64.
6. Соломенцев К. Ю. Измеритель тока для исследования токов абсорбции в диэлектриках / К. Ю. Соломенцев и др. // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: материалы 13-ой Международной научно-практической конференции. — 2015. — С. 97–99.
7. Власов А. Б. Факторный анализ диагностической модели тепловизионного контроля электрической машины / А. Б. Власов, Е. А. Мухин, Б. Д. Царев // Вестник МГТУ. — 2013. — № 1. — С. 46–51.
8. Уразов Д. Ю. О преимуществах тепловизионного метода анализа работы электрооборудования / Д. Ю. Уразов // Вестник ВГУИТ. — 2012. — № 3. — С. 51–53.
9. Сотников В. В. Математическое моделирование системы локализации и типизации повреждений работающей силовой сети / В. В. Сотников // Вестник СГТУ. — 2011. — № 4(62). — С. 165–169.
10. Аникушин Д. Г. Анализ методов определения мест повреждения кабельных линий на основе неразрушающей диагностики / Д. Г. Аникушин // Известия ТулГУ. Технические науки. — 2012. — Т. 3. — № 12. — С. 78–84.
11. Конкин А. А. Полиолефиновые волокна / А. А. Конкин, М. П. Зверев. — 3-е изд. — Л.: Химия, 1966. — 280 с.
12. Тагер А. А. Физико-химия полимеров / А. А. Тагер; под ред. А. А. Аскадского. — М.: Научный мир, 2007. — 576 с.
13. Whitman L. C. Calculation of life characteristics of insulation / L. C. Whitman, P. Doigan // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Part I: Communication and Electronics. — 1954. — Vol. 73. — Iss. 3. — Pp. 193–198.
14. Жанчипов Б. Д. Радиационная электризация диэлектриков / Б. Д. Жанчипов, К. А. Истомин // Ресурсоэффективные системы в управлении и контроле: взгляд в будущее: научные труды III Международной конференции школьников, студентов, аспирантов, молодых ученых. — Томск: Изд-во ТПУ, 2014. — Т. 1. — С. 83–90.
15. Luo P. Thermal and mechanical properties analysis for EHV XLPE cables with different operating years / P. Luo et al. // 2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. — Vol. 3. — Pp. 47–51.
16. Shimada A. Degradation distribution in insulation materials of cables by accelerated thermal and radiation ageing / A. Shimada et al. // IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. — 2013. — Vol. 20. — Iss. 6. — Pp. 2107–2116.
17. Aras F. Aging of 154 kV underground power cable insulation under combined thermal and electrical stresses / F. Aras et al. // IEEE Electr. Insul. Mag. — 2007. — Vol. 23. — Iss. 5. — Pp. 25–33.
18. Kim C. Investigation of dielectric behavior of thermally aged XLPE cable in the high-frequency range / C. Kim et al. // Polym. Test. — 2006. — Vol. 25. — Iss. 4. — Pp. 553–561.

19. Langlois V. Thermooxidative aging of crosslinked linear polyethylene: Stabilizer consumption and lifetime prediction / V. Langlois et al. // *Polym. Degrad. Stab.* — 1993. — Vol. 40. — Iss. 3. — Pp. 399–409.
20. Gulmine J. V. Correlations between structure and accelerated artificial ageing of XLPE / J. V. Gulmine, L. Akcelrud // *Eur. Polym. J.* — 2006. — Vol. 42. — Iss. 3. — Pp. 553–562.
21. Celina M. Accelerated aging and lifetime prediction: Review of non-Arrhenius behaviour due to two competing processes / M. Celina, K. T. Gillen, R. A. Assink // *Polym. Degrad. Stab.* — 2005. — Vol. 90. — Iss. 3. — Pp. 395–404.
22. Sugimoto M. Product analysis for polyethylene degradation by radiation and thermal ageing / M. Sugimoto et al. // *Radiat. Phys. Chem. Elsevier.* — 2013. — Vol. 82. — Iss. 1. — Pp. 69–73.

Дата поступления: 24.06.2025

Решение о публикации: 20.07.2025

Контактная информация:

АГУНОВ Александр Викторович — д-р техн. наук, проф.; alexagunov@mail.ru

ТУРАЕВ Семен Константинович — начальник управления капитального строительства и ремонта; skturaev@mail.ru

ЩЕРБАКОВ Роман Александрович — инженер 3-й категории; mrz@yandex.ru

Assessment of DC Cable Line Damage During Urban Electric Transport Operation

A. V. Agunov¹, S. K. Turaev², R. A. Shcherbakov³

¹Emperor Alexander I Petersburg State Transport University, 9, Moskovsky pr., Saint Petersburg, 190031, Russian Federation

²SUE "Gorelectrotrans", 15, Syzranskaya str., Saint Petersburg, 196105, Russian Federation

³JSC Lengiprotrans, 143, Moskovsky pr., Saint Petersburg, 196105, Russian Federation

For citation: Agunov A. V., Turaev S. K., Shcherbakov R. A. Assessment of DC Cable Line Damage During Urban Electric Transport Operation. *Bulletin of scientific research results*, 2025, iss. 3, pp. 61–75. (In Russian) DOI: 10.20295/2223-9987-2025-3-61-75

Summary

Purpose: To analyze the factors influencing the service life of urban electric transport cables, as well as the existing calculation models of insulation aging. **Methods:** The investigation will examine the factors that most influence the insulation of cable lines in urban electric transport. The efficiency of existing mathematical models will be evaluated based on the analysis of these factors and the results obtained. **Results:** The paper presents a comprehensive monitoring of cable lines of urban electric transport to date, as well as an analysis of the factors that influence the normal aging of cable line insulation. The efficiency of the existing mathematical models for calculating the cable insulation service life has been evaluated. **Practical significance:** The results of the investigation carried out have enabled a further step to be taken in the improvement of mathematical modelling for the calculation of cable line insulation service life. This can be applied in the method of ongoing monitoring and analysis of the condition of cable lines laid under the earth formation, in order to prevent potential emergencies.

Keywords: Urban electric transport, energy management, cable lines, diagnostics, monitoring.

References

1. *Pravila ustroystva elektroustanovok* [Rules for the device of electrical installations]. Moscow: NC ENAS Publ., 2000, 552 p. (In Russian)
2. Ponomarev N. V. Analiz metodov diagnostiki sostoyaniya silovykh vysokovol'tnykh kabel'nykh liniy [Analysis of methods for diagnosing the condition of high-voltage power cable lines]. *Vestnik KuzGTU* [Bulletin of KuzSTU]. 2012, Iss. 5(93), pp. 68–71. (In Russian)
3. Gudkov V. V. Osobennosti metodik i sredstv ispytaniy kabeley s SPE-izolyatsiey [Features of methods and means of testing cables with XLPE insulation]. *Energobezopasnost' i energosberezheniye* [Energy safety and energy saving]. 2009, Iss. 6, pp. 9–11. (In Russian)
4. Koykov S. N., Tsikin A. N. *Elektricheskoye starenie tverdykh dielektrikov* [Electrical aging of solid dielectrics]. Leningrad: Energiya Publ., 1968, 186 p. (In Russian)
5. Stepanov V. M., Ershov S. V. Opredeleniye elektricheskogo soprotivleniya izolyatsii i emkosti kabeley [Determination of electrical insulation resistance and capacitance of cables]. *Izvestiya TulGU. Tekhnicheskiye nauki* [Proceedings of TulSU. Technical sciences]. 2010, Iss. 3–5, pp. 62–64. (In Russian)
6. Solomentsev K. Yu. et al. Izmeritel' toka dlya issledovaniya tokov absorbtzii v dielektrikakh [Current meter for studying absorption currents in dielectrics]. *Sovremennyye energeticheskiye sistemy i komplekсы i upravleniye imi: materialy 13-oy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Modern energy systems and complexes and their management: materials of the 13th International Scientific and Practical Conference]. 2015, pp. 97–99. (In Russian).
7. Vlasov A. B., Mukhin E. A., Tsarev B. D. Faktornyy analiz diagnosticheskoy modeli teplovizionnogo kontrolya elektricheskoy mashiny [Factor analysis of the diagnostic model of thermal imaging control of an electric machine]. *Vestnik MGTU* [Bulletin of MSTU]. 2013, Iss. 1, pp. 46–51. (In Russian).
8. Urazov D. Yu. O preimushchestvakh teplovizionnogo metoda analiza raboty elektrooborudovaniya [On the advantages of the thermal imaging method for analyzing the operation of electrical equipment]. *Vestnik VGUIT* [Bulletin of VSUET]. 2012, Iss. 3, pp. 51–53. (In Russian)
9. Sotnikov V. V. Matematicheskoye modelirovaniye sistemy lokalizatsii i tipizatsii povrezhdeniy rabotayushchey silovoy seti [Mathematical modeling of the system for localization and typification of damage to an operating power network]. *Vestnik SGTU* [Bulletin of SSTU]. 2011, Iss. 4(62), pp. 165–169. (In Russian)
10. Anikushin D. G. Analiz metodov opredeleniya mest povrezhdeniya kabel'nykh liniy na osnove nerazrushayushchey diagnostiki [Analysis of methods for determining the location of cable line damage based on non-destructive diagnostics]. *Izvestiya TulGU. Tekhnicheskiye nauki* [Proceedings of TulSU. Technical sciences]. 2012, vol. 3, Iss. 12, pp. 78–84. (In Russian)
11. Konkin A. A., Zverev M. P. *Poliolefinovyye volokna* [Polyolefin fibers]. Leningrad: Khimiya Publ., 1966, 280 p. (In Russian)
12. Tager A. A. *Fiziko-khimiya polimerov; pod red. A. A. Askadskogo* [Physical chemistry of polymers; ed. by A. A. Askadskiy]. Moscow: Nauchnyy mir Publ., 2007, 576 p. (In Russian)

13. Whitman L. C., Doigan P. Calculation of life characteristics of insulation. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Part I: Communication and Electronics. 1954, vol. 73, Iss. 3, pp. 193–198.
14. Zhanchipov B. D., Istomin K. A. Radiatsionnaya elektrizatsiya dielektrikov [Radiation electrification of dielectrics]. *Resursoeffektivnyye sistemy v upravlenii i kontrole: vzglyad v budushcheye: nauchnyye trudy III Mezhdunarodnoy konferentsii* [Resource-efficient systems in management and control: a look into the future: scientific works of the III International Conference]. Tomsk: TPU Publ., 2014, vol. 1, pp. 83–90. (In Russian)
15. Luo P. et al. Thermal and mechanical properties analysis for EHV XLPE cables with different operating years. 2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. 2013, vol. 3, pp. 47–51.
16. Shimada A. et al. Degradation distribution in insulation materials of cables by accelerated thermal and radiation ageing. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2013, vol. 20, Iss. 6, pp. 2107–2116.
17. Aras F. et al. Aging of 154 kV underground power cable insulation under combined thermal and electrical stresses. IEEE Electr. Insul. Mag. 2007, vol. 23, Iss. 5, pp. 25–33.
18. Kim C. et al. Investigation of dielectric behavior of thermally aged XLPE cable in the high-frequency range. Polym. Test. 2006, vol. 25, Iss. 4, pp. 553–561.
19. Langlois V. et al. Thermooxidative aging of crosslinked linear polyethylene: Stabilizer consumption and lifetime prediction. Polym. Degrad. Stab. 1993, vol. 40, Iss. 3, pp. 399–409.
20. Gulmine J. V., Akcelrud L. Correlations between structure and accelerated artificial ageing of XLPE. Eur. Polym. J. 2006, vol. 42, Iss. 3, pp. 553–562.
21. Celina M., Gillen K. T., Assink R. A. Accelerated aging and lifetime prediction: Review of non-Arrhenius behaviour due to two competing processes. Polym. Degrad. Stab. 2005, vol. 90, Iss. 3, pp. 395–404.
22. Sugimoto M. et al. Product analysis for polyethylene degradation by radiation and thermal ageing. Radiat. Phys. Chem. Elsevier. 2013, vol. 82, Iss. 1, pp. 69–73.

Received: June 24, 2025

Accepted: July 20, 2025

Author's information:

Alexander V. AGUNOV — PhD in Engineering, Professor; alexagunov@mail.ru

Semyon K. TURAEV — Head of the Capital Construction and Repair Department; skturaev@mail.ru

Roman A. SHCHERBAKOV — Engineer 3rd category; mrz@yandex.ru