

Действительная работа конструкций воздушных линий электропередачи на этапах жизненного цикла

Николай Александрович Сенькин^{1,2}

¹ Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет (СПбГАСУ); г. Санкт-Петербург, Россия;

² Россети Научно-технический центр; г. Москва, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Объектом исследования являются конструкции воздушных линий электропередачи (ВЛ), включая фундаменты; предметом — действительная работа конструкций (ДРК) на этапах жизненного цикла (ЖЦ) ВЛ (строительство, эксплуатация и реконструкция), как линейного сооружения, что определяет практическую значимость статьи. Цель определяется необходимостью обеспечения требуемой нормативной надежности функционирования ВЛ. Задачи работы — изучение факторов действительной работы ВЛ на этапах ЖЦ.

Материалы и методы. Действительная работа конструкций ВЛ, как совокупность реальных отклонений характеристик элементов от нормативных значений, установлена в виде конкретных факторов. Фактор аварийных повреждений конструкций, в том числе падение опор, также отнесен к ДРК. После ремонта или реконструкции, например, с заменой поврежденных и упавших опор, либо с заменой старых проводов на новые инновационные, эксплуатация продолжена в составе ЖЦ.

Результаты. Представлен реальный пример успешной реконструкции ВЛ 220 кВ с заменой проводов на новые инновационные с зазором, отличающиеся перемещением токопроводящей части относительно несущего сердечника в условиях высокотемпературных деформаций. Возможность такой реконструкции ВЛ обусловлена повышенной прочностью и пониженным диаметром нового провода с уплотненным сечением. Это позволило подвесить новые инновационные провода и грозозащитные тросы на старые опоры с усиленными фундаментами, что значительно сократило затраты при реконструкции ВЛ.

Выводы. Данный подход дал возможность применить старые опоры для подвески новых проводов и грозозащитного троса. При этом пропускная способность ВЛ 220 кВ возросла на 60 % и более. ЖЦ представлен новой графической моделью — «кривой жизни», график которой, как изменение потока отказов ω по временной оси τ , составлен из трех основных этапов: строительство с приработкой, нормальная эксплуатация и износ. Указанный график предложен для описания процесса последующей реконструкции как четвертого основного этапа с продлением временной оси в составе нового ЖЦ ВЛ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: стальные конструкции, воздушные линии электропередачи, действительная работа конструкций, опоры, провода и грозозащитные тросы, прогрессирующее обрушение, этапы и модели жизненного цикла, реконструкция

Благодарности. Автор выражает благодарность своему учителю Владимиру Антоновичу Труллю (1916–1996), доктору технических наук, профессору, заведующему кафедрой металлических конструкций и испытаний сооружений Ленинградского инженерно-строительного университета, в 1966 г. успешно защитившему докторскую диссертацию по теме «Исследование действительной работы конструкций опор воздушных линий электропередачи».

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Сенькин Н.А. Действительная работа конструкций воздушных линий электропередачи на этапах жизненного цикла // Строительство: наука и образование. 2026. Т. 16. Вып. 1. Ст. 5. URL: <http://nso-journal.ru>. DOI: 10.22227/2305-5502.2026.1.5

Автор, ответственный за переписку: Николай Александрович Сенькин, senkin1952@yandex.ru.

Actual operation of overhead power line structures at stages of the life cycle

Nikolai A. Senkin^{1,2}

¹ Saint Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering (SPbGASU); Saint Petersburg, Russian Federation;

² Rosseti Scientific and Technical Center; Moscow, Russian Federation

ABSTRACT

Introduction. The object of the study is the structures of overhead power lines (OPL), including their foundations; the subject is the actual performance of these structures (APS) at the various stages of the OPL life cycle (LC) (construction, operation and reconstruction), as a linear structure, which determines the practical significance of this paper. The aim is

determined by the need to ensure the required regulatory reliability of OPL operation. The objectives of the study are to investigate the factors affecting the actual performance of OPL at the various stages of their life cycle.

Materials and methods. The actual operation of overhead line structures, as a set of real deviations of the characteristics of the elements from the standard values, is defined in the form of specific factors. The factor of emergency damage to structures, including the collapse of poles, is also included in the actual operation of structures. After repair or reconstruction, such as the replacement of damaged and collapsed poles or the replacement of old wires with new innovative wires, the operation continues as part of the life cycle.

Results. This is a real example of the successful reconstruction of a 220 kV overhead line, where the wires were replaced with new innovative wires with a gap, which allow the current-carrying part to move relative to the supporting core under high-temperature deformations. This reconstruction is possible due to the increased strength and reduced diameter of the new wire with a compact cross-section. This allowed the new innovative wires and lightning rods to be hung on old poles with reinforced foundations, significantly reducing the cost of the overhead line reconstruction.

Conclusions. This approach allowed the use of old poles for suspending new wires and a lightning protection cable. As a result, the capacity of the 220 kV overhead line increased by 60 % or more. The life cycle is represented by a new graphical model, the "life curve", which shows the change in the failure rate ω over time τ . The curve consists of three main stages: break-in, normal operation, and wear. This graph is proposed to describe the process of subsequent reconstruction as the fourth main stage, with an extended time axis as part of the new life cycle of the overhead line.

KEYWORDS: steel structures, overhead power lines, actual structural performance, supports, wires, and lightning rods, progressive collapse, life cycle stages and models, and reconstruction

Acknowledgement. The author expresses gratitude to his teacher Vladimir Antonovich Trull (1916–1996), Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Metal Structures and Testing of Structures at the Leningrad University of Civil Engineering, who in 1966 successfully defended his doctoral dissertation on the topic "Study of the actual operation of overhead power line support structures".

FOR CITATION: Senkin N.A. Actual operation of overhead power line structures at stages of the life cycle. *Construction: Science and Education*. 2026; 16(1):5. URL: <http://nso-journal.ru>. DOI: 10.22227/2305-5502.2026.1.5

Corresponding author: Nikolai A. Senkin, senkin1952@yandex.ru.

ВВЕДЕНИЕ

Доклад по данной тематике был представлен автором на VIII Международном симпозиуме РААСН «Актуальные проблемы компьютерного моделирования конструкций и сооружений», проведенном в Тамбовском государственном техническом университете 17–21 мая 2023 г. [1]. Термин «действительная работа конструкций», согласно п. 4.2 СП 16.13330.2017 «Стальные конструкции», отражает «уточненные расчетные схемы и расчетные предпосылки, которые усовершенствуют основные расчетные модели, приведенные в действующих нормах, в целях обеспечения большей прочности, жесткости и надежности строительных конструкций» (СК). Термины «строительство и реконструкция», как связанные последовательные процессы создания и обновления воздушных линий электропередачи (ВЛ), напрямую сопряжены с понятием жизненного цикла (ЖЦ) ВЛ. По Техническому регламенту о безопасности зданий и сооружений (№ 384-ФЗ от 30.12.2009) «жизненный цикл здания или сооружения — период времени, в течение которого осуществляются инженерные изыскания, проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, текущий и капитальный ремонты, снос либо консервация здания или сооружения», включая воздушные линии электропередачи. Задача анализа ЖЦ ВЛ относится к действительной работе конструкций (ДРК) [2], имеет высокий уровень новизны и составляет основную цель публикации.

Актуальность статьи обусловлена значительной протяженностью отечественных ВЛ напряжением 0,4–750 кВ, достигающей 2,5 млн км по данным

ПАО «Россети», а также их недостаточно удовлетворительным техническим состоянием. По данным Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (2017 г.) существенная доля оборудования характеризуется сверхнормативным сроком службы. Так, по состоянию на 2016 г. находятся в эксплуатации более 35 лет: ВЛ 220–330 кВ — 52 %, 110 кВ — 61 %, 35 кВ — 63 %, а общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным со старением (износом) оборудования и конструкций по итогам 2015 г., составила 24 %. Требования действующего Положения о технической политике ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») 2024 г. распространяются на эксплуатируемые и проектируемые ВЛ для нового строительства, реконструкции и технического перевооружения и учитываются в рамках ЖЦ ВЛ. Здесь требуемый уровень новизны основан на аналитическом обзоре научно-технической литературы с рассмотрением известных моделей ЖЦ конструкций ВЛ, по сравнению с которыми предложенная автором инженерная модель ЖЦ, описывающая техническое состояние сооружения с учетом ДРК в течение времени строительства и эксплуатации ВЛ, а также последующей реконструкции, обладает новизной. Объектом исследования являются конструкции ВЛ, включая фундаменты, предметом — ДРК на этапах ЖЦ в процессе строительства, эксплуатации и реконструкции ВЛ.

В совместной российско-немецкой монографии [3] изучаются вопросы расчета усиливаемых конструкций, фундаментов и оснований реконстру-

ируемых зданий и сооружений, подтверждается известная истина о высокой эффективности инвестиций, направленных на их техническое перевооружение и реконструкцию по сравнению с новым строительством. В следующих примерах представлены материалы, посвященные вариантам управления ЖЦ ВЛ на основе оценки и прогнозирования ее технического состояния, в частности, приводящие к необходимости выбора направления на реконструкцию ВЛ.

В первом примере рассматривается методика реконструкции ВЛ как поэтапная система управления модернизацией опор ВЛ с учетом требований эксплуатации и надежности энергоснабжения потребителей, разработанная в Донбасской национальной академии строительства и архитектуры [4, 5]. Предложен алгоритм оценки технического состояния конструкций опор и фундаментов ВЛ, эксплуатируемых более 30 лет, на основе результатов специализированного обследования с использованием отраслевого российского стандарта ПАО «Россети» СТО 56947007-29.240.55.111–2011¹ и СП 13-102–2003² с разработкой заключения о техническом состоянии конструкций ВЛ и отчета, включающего определение остаточного ресурса и объемов реконструкции. Поэтапные расчеты конструкций и действия на основании разработанной методики, в том числе сметные расчеты, показали высокий экономический эффект 40 % от реконструкции ВЛ 220 кВ с заменой и обновлением конструкций по сравнению со строительством новой ВЛ [4].

Второй пример раскрывает современные модели высокого уровня по управлению ЖЦ ВЛ, которые проводятся в Уральском федеральном университете имени первого Президента России Б.Н. Ельцина под руководством профессоров И. Халясмаа, С.А. Грошенко и в Софийском техническом университете профессором Д. Богдановым [6]. Предлагается разработка прогнозных моделей, а на их основе — формирование новых подходов к оценке остаточного ресурса и эффективной системы управления ЖЦ ВЛ. Так, обучающая выборка для оценки состояния ВЛ 110 кВ включала 160 примеров, где каждая из пар выборок соответствовала определенному состоянию системы. Для вычислительного примера произведен анализ состояния на базе результатов технической диагностики и испытаний одного из компонентов ВЛ — изоляции.

¹ Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.111–2011. Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и остаточного ресурса компонентов ВЛ. М. : ОАО «ФСК ЕЭС», 2011. 85 с. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.55.111-2011.pdf

² СП 13-102–2003. Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений. М. : Госстрой РФ, 2004. 31 с.

В третьем примере представлен проект реконструкции ВЛ 220 кВ в Китае с расчетом стоимости полного ЖЦ до и после технической трансформации [7]. Для расчета стоимости двух разных ЖЦ использован метод чистой годовой стоимости с дисконтированными приведенными затратами или NPV. Стоимость ЖЦ включала сумму прямых, косвенных и других затрат в течение всего цикла, необходимых для проектирования, исследований и разработок, изготовления, технического обслуживания и гарантий до момента вывода из эксплуатации. Пример приведен для участка протяженностью 4174 м магистральной одноцепной ВЛ 220 кВ на железобетонных промежуточных опорах, введенной в эксплуатацию в декабре 1993 г. и эксплуатирующейся 25 лет. Участок составлен двумя анкерно-угловыми и десятью промежуточными опорами. Каждая фаза состоит из двух проводов сечением 300/40 мм². До наступления предельной продолжительности эксплуатации объекта (30 лет) осталось 5 лет. В данный момент следует выбрать один из двух возможных вариантов будущего для объекта: вывод из эксплуатации и возведение новой ВЛ 220 кВ либо техническая модернизация ВЛ. В этой задаче простые вычисления показали эффективность реконструкции: годовая стоимость полного ЖЦ до преобразования линии составила 435 321 юань, а годовая стоимость полного ЖЦ после реконструкции всего 210 435 юаней, что экономически эффективней на 107 % или в 2,07 раза. Экономическая модель затрат на ЖЦ сооружения содержала следующие расходы:

- первоначальную стоимость, включающую затраты на приобретение оборудования, затраты на проектирование, строительство, демонтаж и другие затраты до пуска в эксплуатацию;
- эксплуатационные расходы, в том числе расходы на передачу и потребление электроэнергии оборудованием, периодическое комплексное техническое обслуживание;
- стоимость контроля и технического обслуживания;
- стоимость потерь при отказе из-за прекращения функционирования (электроэнергии потребителей) по причине аварии;
- стоимость вывода из эксплуатации, включая расходы на демонтаж, транспорт, складирование, проведение торгов и другие сопутствующие затраты [7].

В четвертом примере приведен доклад Гэри Бреннана «Реконструкция существующих воздушных линий электропередачи» (Австралия) [8], представленный на сессии В2-203 (2004) Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения (Conseil International des Grands Réseaux Électriques — CIGRE). Еще в декабре 2000 г. рабочая группа 13 ВО-3 Исследовательского комитета В2 опубликовала брошюру 175 «Управление существующими ВЛ», в которой представлена основная задача — восстановление проектного срока службы

эксплуатируемых ВЛ путем проведения ремонтных работ, обеспечивающих снижение вероятности выхода ВЛ из функционирования. Фактический срок службы ВЛ выходит за пределы расчетного — 50 лет, определяет пределы технической пригодности и экономического срока службы и требует продления технического срока службы. Кроме того, существует проблема повышения пропускной способности ВЛ, что требует разработки эффективных стратегий ее модернизации. Для решения этих проблем выполняются широкие исследования по изучению механизмов деградации конструкций, совершенствованию методов диагностики и способов восстановления ВЛ. Например, вместо ремонта проводов целесообразно заменять их современными эффективными проводниками, обеспечивающими повышение пропускной способности ВЛ. Фундаменты, как правило, находятся в удовлетворительном состоянии в отличие от опорных конструкций, у которых риски, связанные с механизмами деградации и аварийными воздействиями, варьируются от деформации конструкции до полного разрушения, приводящего к потере работоспособности линии. Обычно конструкции заземления также значительно повреждаются при эксплуатации от коррозии. Производительность ВЛ определяется как эксплуатационная готовность, пропорциональная сроку службы. Оптимальная точка восстановления представляет собой момент, когда предельные затраты на продолжение эксплуатации ВЛ равны средней долгосрочной стоимости восстановления [8].

Приведенные выше примеры свидетельствуют о высокой эффективности обновления ВЛ посред-

ством реконструкции, например с заменой старого сталеалюминиевого провода на инновационный высокоэффективный сталеалюминиевый компактированный провод, отличающийся высокой пропускной способностью, термостойкостью, жесткостью, стойкостью к воздействию повышенных ветровых и гололедных нагрузок, повышенным эксплуатационным ресурсом [9, 10]. Таким образом, анализ состояния конструкций ВЛ с учетом их действительной работы на этапах ЖЦ определяет готовность конструкций для выбранного варианта реконструкции ВЛ.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Факторы действительной работы конструкций

В п. 11.1 ГОСТ 27751–2014³ утверждается, что расчетные модели (схемы) строительных объектов должны отражать действительные условия их работы и соответствовать рассматриваемой расчетной ситуации. Выявленные факторы ДРК являются первичными, присутствующими в первичной расчетной схеме сооружения (до разрушения) согласно п. 1.3.12 и понижающими либо повышающими несущую способность конструкции (рис. 1).

Такие факторы представляют первопричину и могут привести к аварийным повреждениям конструкций при последующем воздействии внешних

³ ГОСТ 27751–2014. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения (EN 1990:2002). М.: Стандартинформ, 2015. 14 с.



Рис. 1. Спуск одноцепной ВЛ 220 кВ «Могоча – Зилово» с сопки и переход через Транссибирскую магистраль и замерзающую р. Амазар (Забайкалье, 09.2022)

нагрузок, если не заниматься превентивным усилением конструкций ВЛ, например, посредством «аутригерных конструкций (пересекающиеся фермы, связи, диафрагмы или балки, обеспечивающие повышенную жесткость)» по п. 1.3.3. В связи с промышленным освоением отдаленных территорий Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока современные линии электропередачи возводятся в почти недоступных условиях гор и бездорожья (рис. 1), что существенно влияет на качество выполнения транспортных и строительно-монтажных работ (СМР).

Весьма опасными для функционирования объекта являются повреждения, вызывающие наступление прогрессирующего обрушения (ПО) конструкций, которые могут привести к лавинообразному их разрушению, если не выполнять особые защитные меры по обеспечению живучести зданий и сооружений [11–16]. Таким образом, первичные факторы, а именно дефекты при изготовлении конструкций, превышающие нормативные допуски^{4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11}, как и сверхнормативные повреждения конструкций при транспортировке, установке и эксплуатации конструкций, представляют значительные риски для надежной эксплуатации конструкций опор ВЛ (рис. 2) [17–33].

Такие первичные факторы необходимо выявлять при осмотрах, освидетельствовании и обследовании и устранять при строительстве, плановых ремонтах и реконструкции в соответствии с требованиями нормативной документации^{4, 5, 6, 7, 8}. К первичным факторам ДРК, представляющим физические отклонения от нормативных значений па-

раметров, которые могут вызвать прогрессирующее обрушение первого рода (ПО-1) элементов и самой конструкции опоры ВЛ, включая ее падение, отнесены следующие:

- 1) дефекты изготовления и повреждения элементов и соединений;
- 2) вертикальные и горизонтальные перемещения фундаментов, их неравномерная осадка или депланация, неточность сборки и монтажа, отклонения оси опор ВЛ от вертикали;
- 3) воздействия взрыва, пожара, землетрясения, деформации грунтового основания и сверхрасчетных климатических нагрузок и другие, приводящие к повреждению и падению опоры в результате ПО-1;
- 4) аварийные повреждения элементов и конструкций при внезапном удалении элемента из конструкции (например, при незаконной разборке опоры или вандализме);
- 5) коррозионный износ конструкций.

В результате локального разрушения (п. 1.35.8)³ из первичной расчетной схемы, ослабленной первичными факторами ДРК (п. 1.3.1)³, образуется вторичная расчетная схема «путем исключения одного или нескольких несущих конструктивных элементов, расположенных в зоне локального разрушения» (п. 1.3.5)³. После выхода из строя критических элементов и падения опоры возможны разрушения конструкций соседних опор ВЛ из-за значительных усилий в проводах и грозотросах и наступления ПО второго рода (ПО-2). К вторичным факторам ДРК можно отнести следующие, как правило, представляющие собой аварийные процессы с разрушением групп опор, которые в соответствии с ПУЭ-7 «Правила устройства электроустановок»¹² следует включить в состав аварийных режимов при обрыве проводов, грозотросов, гирлянд изоляторов и падении опор. При этом при анализе первичных и вторичных факторов требуется рассматривать физико-математические модели, описывающие системный характер работы и взаимодействия элементов и конструкций:

- 1) конструкций опор, фундаментов и грунтового основания;
- 2) опор, проводов, грозотросов, изоляторов в единой механической структуре ВЛ, как вантово-стержневой системы;
- 3) ВЛ, как вантово-стержневых систем со структурным резервированием конструкций посредством специальных опор мобильного резерва для экстренной замены поврежденных нормальных опор для повышения эксплуатационной надежности на стадии эксплуатации [16].

Следовательно, ДРК, представляющая совокупность реальных отклонений характеристик (или параметров) ее элементов от нормативного (проектного)

⁴ СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия (ред. от 30.12.2020). М. : Стандартинформ. 147 с.

⁵ СП 296.1325800.2017. Здания и сооружения. Особые воздействия. М. : Стандартинформ. 30 с.

⁶ СП 76.13330.2016. Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06–85. М. : Минстрой России, 2016. 90 с.

⁷ РД 34.20.504–94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ : утв. 19.09.1994 Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России». М. : Фирма ОРГРЭС, 1996. 122 с.

⁸ Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике : Постановление Правительства РФ от 29.09.2025 № 1489. М. : ПАО «Россети», 2025. 33 с.

⁹ ГОСТ Р 57193–2016. Системная и программная инженерия. Процессы жизненного цикла систем (ISO/IEC/IEEE 15288:2015, NEQ). М. : Стандартинформ, 2016. 98 с.

¹⁰ ГОСТ Р 58087–2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электрические сети.

¹¹ СП 333.1325800.2020. Информационное моделирование в строительстве. Правила формирования информационной модели объектов на различных стадиях жизненного цикла. М. : Стандартинформ, 2020. 286 с.

¹² Правила устройства электроустановок. 7-е изд. (ПУЭ-7). М., 2003. URL: https://pue-7.ru/pue_7.pdf



Рис. 2. Примеры повреждения и аварии строительных конструкций ВЛ: *a* — предаварийный наклон анкерно-угловой опоры У220-1 по причине морозного выпучивания фундаментов из-за нерасчетного промерзания грунтового основания (Забайкалье, 12.2022); *b* — одна из двух упавших промежуточных одноцепных опор типа 2П220-1-6.8 по причине сверхрасчетных ветровых нагрузок (Иркутская область, 11.2019)

состояния, выявляется в виде конкретных факторов в результате осмотра, освидетельствования или обследования строящихся и эксплуатируемых ВЛ. Значительное влияние на состояние СК оказывает коррозионная среда атмосферы, в которой эксплуатируются опоры ВЛ, а также продолжительность их эксплуатации.

Прочностные расчеты СК ВЛ, имеющих искаженную форму по причине отклонения стальных опор от вертикальной оси, а также при неравномерной установке фундаментов, показали увеличение усилий в несущих элементах в пределах 5 % при условии не превышения отклонений допустимых значений по нормативно-технической документации^{4, 5, 6, 7, 8}. Аварийные повреждения конструкций (рис. 2, *a*), включая падение опор линий электропередачи (рис. 2, *b*), прерывающих нормальное функционирование ВЛ с прекращением передачи электроэнергии потребителям, также относятся к категории действительной работы конструкций.

После ремонта или реконструкции, например с заменой упавших опор, эксплуатация продолжается в составе ЖЦ. В соответствии с признаками технологических нарушений (аварий) в электроэнергетике, сформулированными в пп. 7 и 8 Правил расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике⁸, к авариям относятся отключения ВЛ 110 кВ и выше с прекращением электроснабжения потребителей мощностью 100 МВт и более.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Приведенные выше примеры свидетельствуют о высокой эффективности обновления основных элементов или компонентов ВЛ посредством замены старого сталеалюминиевого провода на инновационный высокоэффективный сталеалюминиевый

компактированный провод, отличающийся высокой пропускной способностью, термостойкостью, жесткостью, стойкостью к воздействию повышенных ветровых и гололедных нагрузок, повышенным эксплуатационным ресурсом [9]. Новый провод составлен из пластически деформированных проволок трапециевидного или Z-образного профиля, что значительно повышает коэффициент заполнения рабочего сечения, доводя его почти до единицы, а значит, существенно понижает диаметр нового провода и гололедно-ветровые нагрузки на опоры соответственно, обеспечивая возможность подвески новых проводов на старые опоры [9].

Старый проект ВЛ 220 кВ выполнен в 1958 г. Ростовским отделением проектного института «Теплоэлектропроект», а линия была построена и введена в эксплуатацию в 1960 г. В связи с завершением расчетного срока эксплуатации (50 лет), а также обнулением стоимости объекта и амортизационных отчислений потребовалась реконструкция ВЛ 220 кВ «Афипская – Крымская» (Краснодарский край) (протяженность 68,4 км, старый провод марки АСО-300, грозозащитный трос С-70, сталь мартеновская марки Ст3М для опор, сваи железобетонные длиной 5,0 м и сечением $0,3 \times 0,3$ м). В июле 2008 г. бригадой Центра инжиниринга воздушных линий электропередачи (ЦИВЛ) АО «Инженерный Центр ЕЭС – Фирма ОРГРЭС» под руководством автора и начальника ЦИВЛ Р.С. Кавериной проведено техническое обследование строительных конструкций в соответствии с СП 13-102-2003², свидетельствующее о работоспособном и ремонтно-пригодном состоянии металлоконструкций ВЛ, но ограниченно работоспособном состоянии железобетонных свайных ростверков анкерно-угловых опор. Затем в летне-осенний период 2008 г. был выполнен восстановительный ремонт с усилением железобетонных ростверков. А в октябре 2009 г.

проведена реконструкция ВЛ 220 кВ «Афипская – Крымская» по проекту и силами известной в стране научно-производственной компании АО «Электросетьстройпроект» (г. Москва) при участии автора, осуществлявшего технический надзор со стороны заказчика ПАО «ФСК ЕЭС» (рис. 3) [10].

Новый инновационный сталеалюминиевый провод с зазором GTACSR 217/49 J-Power Systems (Япония) включает наружную токонесущую часть из термостойкого алюминиевого сплава сечением 217 мм² с допустимой температурой 150 °С, а не 80 °С как для обычного провода АС-300, при этом пропускная способность нового высокотемпературного провода повышена в 1,6 раза [11]. Несущий сердечник сечением 49 мм² изготовлен из высокопрочных оцинкованных стальных проволок, а зазор между сердечником и наружной токонесущей оболочкой заполнен особо вязкой термостойкой смазкой, обеспечивающей их взаимные перемещения при температуре до 240 °С. Возможность реконструкции ВЛ 220 кВ с заменой провода на высокоэффективный провод нового поколения обусловлена пониженным диаметром нового провода. Так, разница в диаметрах старого и нового провода составила 3,2 мм, диаметр нового провода меньше на 13,6 %, при этом расчетные нагрузки на провода и опоры в расчетах реконструкции ВЛ 220 кВ были приняты соответственно ниже, что позволило применить старые промежуточные и анкерно-угловые опоры с обновленными фундаментами для подвески нового провода и грозотроса, в то же время электрическая пропускная способность данной ВЛ 220 кВ возросла на 60 %. В структуре затрат на конструкции и материалы стоимость проводов

обычного исполнения по ГОСТ 839–2019 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия»¹³ составляет 11 %, при этом самую большую долю имеют опоры и фундаменты — 75 % (табл.).

Таблица составлена на основании данных ПАО «Центр инжиниринга и управления строительством Единой энергетической системы» (ЦИУС ЕЭС), выполнившим в 2014 г. анализ сметной документации ВЛ 220 кВ с целью определения структуры затрат при применении обычного провода по ГОСТ 839–2019¹³, на базе которого автором установлена структура затрат для разных уровней стоимости нового провода. Таким образом, несмотря на существенные затраты по замене обычного провода на новый, стоимость приобретения которого оказалась в 4 раза дороже обычного, заказчик-инвестор ПАО «ФСК ЕЭС» принял решение по реконструкции ВЛ 220 кВ «Афипская – Крымская» из-за повышения на 60 % пропускной способности, как главной функции ВЛ, и восстановления значительной части балансовой стоимости линии.

Следующим результатом исследования является инженерная модель ЖЦ ВЛ, разработанная автором. Технико-экономические модели описания ЖЦ и полученные результаты, представленные в примерах Введения, показывают высокую эффективность направления на реконструкцию ВЛ, как правило, выполняемую посредством замены проводов на современные компактированные провода с уплотнен-

¹³ ГОСТ 839–2019. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. М. : Стандартинформ, 2019. 43 с.



Рис. 3. Реконструкция ВЛ 220 кВ «Афипская – Крымская» с заменой старых проводов типа АСО-300 на высокотемпературные провода типа GTACSR 217/49 японской компании J-Power Systems с использованием современной технологии «монтаж под тяжестью» [12]

Структура затрат на компоненты ВЛ 220 кВ при изменении стоимости проводов по сравнению с базисом — проводом по ГОСТ 839–2019¹³

Компоненты ВЛ	Доля компонентов в общей стоимости ВЛ 220 кВ для разных уровней стоимости провода относительно нормального провода по ГОСТ 839–2019 ¹³ , %			
	по ГОСТ 839–2019 ¹³	в 2 раза дороже	в 4 раза дороже	в 10 раз дороже
Опоры	40,0	36,0	30,1	20,1
Фундаменты	35,0	31,5	26,3	17,6
Провода	11,0	20,0	33,1	55,3
Грозотросы	8,0	7,0	6,0	4,0
Изоляция	5,0	4,5	4,0	2,5
Арматура	1,0	1,0	7,5	0,5
Итого, %	100,0	100,0	100,0	100,0

ным сечением, обладающие повышенной пропускной способностью, а также грозотросы с заменой на молниезащищенные стальные тросы, стойкие к раскручиванию после удара молнии. Основная идея такой реконструкции заключается в сохранении конструкций опор, имеющих пониженную несущую способность, поэтому нагруженных проводами и грозотросами с пониженными механическими нагрузками, но обеспечивающими ключевые функции по передаче электроэнергии и снижении нагрузок на них для дальнейшего применения. Сметная стоимость строительных конструкций — опор и фундаментов, как правило, достигает 70–80 % от общей стоимости строительства ВЛ, определяя необходимость пристального отношения к конструктивной части при строительстве и эксплуатации.

Модель ЖЦ сооружения, относящегося к ВЛ, описывается «кривой жизни», график которой, как изменение потока отказов ω по временной оси t , состоит из трех главных этапов: строительство (приработка), нормальная эксплуатация и износ (рис. 4).

Для построения графика использованы результаты статистических исследований АО «Фирма

ОРГРЭС» [19], полученных под руководством выдающегося инженера-испытателя Л.В. Яковлева, и АО «НТЦэлектроэнергетики», полученных известными исследователями С.В. Крыловым и Л.В. Тимашовой [20, 21], а в ЦИУС ЕЭС — И.М. Галиаскаровым [22], а также в Донбасской национальной академии по строительству и архитектуре [23–26] под руководством доктора технических наук, профессора, ректора Е.В. Горохова. На основании изучения потока отказов на эксплуатируемых ВЛ 35–750 кВ за длительный период Л.В. Яковлев определил предельно допустимые значения этого показателя надежности — удельной аварийности для разных классов напряжений независимо от материала опор: ВЛ 110 кВ — $\omega_{110} = 1,1$ отказов на 100 км одноцепной ВЛ в год; 220 кВ — 0,6; 330 кВ — 0,5; 500 кВ — 0,4; 750 кВ — 0,3. В настоящее время указанные показатели приняты как максимально допустимые в составе показателей прогрессивности в соответствии с требованиями Положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (2017 г.).

При проектировании следует закладывать, а на стадиях строительства и эксплуатации не превышать

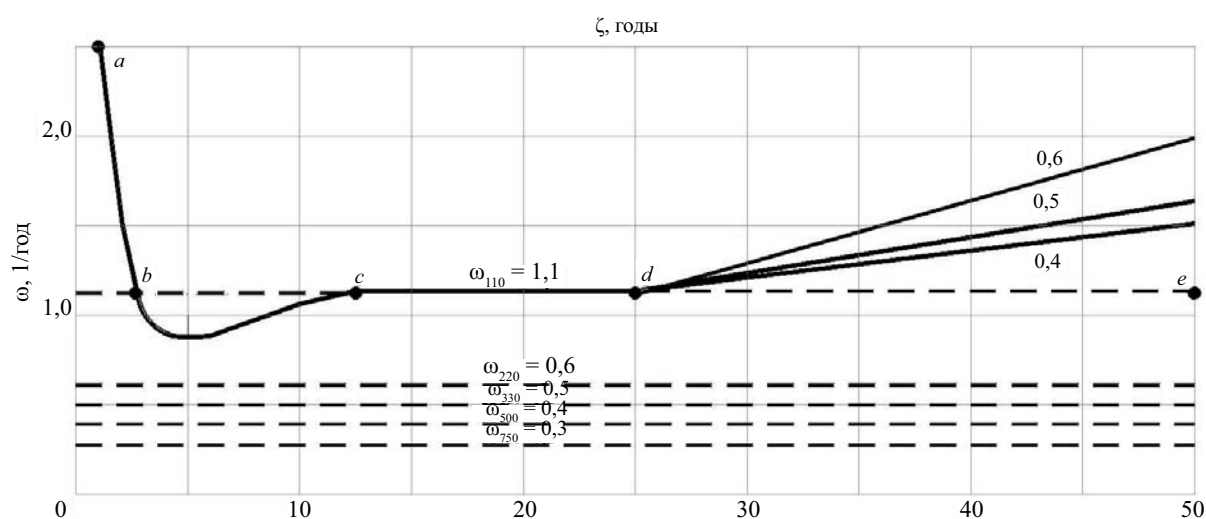


Рис. 4. График жизненного цикла («кривая жизни») ВЛ 110–750 кВ с разными временными осями, исходя из предельно допустимых значений удельной аварийности ω для разных классов напряжений (пунктирные линии), построен для ВЛ 110 кВ

требуемых численных допустимых значений по откатам ω , в частности, на этапах приработки и износа от коррозионных потерь. ВЛ можно представить в виде системы, состоящей из группы взаимосвязанных компонентов (опоры, фундаменты, провода, грозотросы, изоляция, арматура, устройства защиты от перенапряжений), причем которая в соответствии с п. 4 ГОСТ Р 57193–2016⁹ имеет свой жизненный цикл, подразделяемый на стадии или последовательные этапы.

Первый этап (этап строительства с приработкой — участок $a-b-c$ на рис. 4) характеризуется существенным уровнем отказов конструкций по причине дефектов и повреждений, возникающих при выполнении транспортных, погрузочно-разгрузочных и строительного-монтажных работ. Усиление строительного контроля, технического и авторского надзора на первом этапе, а также назначение гарантийного срока не менее 3–5 лет в договоре подряда на строительство ВЛ с целью контроля и исправления подрядных ошибок и брака должны обеспечить надлежащее качество СМР с понижением потока отказов до нормативного значения $\omega_{110} = 1,1$ отказ в год на 100 км ВЛ 110 кВ (верхний пунктир на рис. 4). Продолжительность второго этапа (нормальная эксплуатация, участок $c-d$ на рис. 4) определяется, прежде всего, уровнем антикоррозионной защиты элементов СК, в условиях промышленной атмосферы стальная конструкция ВЛ теряет горячую оцинковку за 15–25 лет в зависимости от первоначальной толщины [23, 32]. На последнем третьем этапе СК имеют коррозионные повреждения в зависимости от агрессивности атмосферы (участок эксплуатации $d-e$ на рис. 4), «кривые жизни» с коэффициентами 0,4–0,6 в зависимости от коррозионных характеристик атмосферы [32]. Здесь потребуется обновление антикоррозионной защиты стальных и железобетонных конструкций, а также усиление и замена элементов СК. Как вариант, на этом этапе целесообразно выполнить эффективную реконструкцию с заменой провода на современный компактированный, при повышении пропускной способности ВЛ нагрузки от гололедно-ветровых воздействий на опоры снижаются в связи с уменьшением диаметра проводов.

Предлагается разработанный график ЖЦ ВЛ включить в состав основных приложений Паспорта на эксплуатируемую ВЛ, обязательного для ВЛ 35 кВ и выше по ГОСТ Р 58087–2018¹⁰. Причем указанный график рекомендуется применить для технического описания процесса последующей реконструкции с продлением временной оси в составе новой модели жизненного цикла ВЛ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Факторы действительной работы, воздействующие на конструкции опор ВЛ, имеют природный и антропогенный характер и представляют отклонения характеристик напряженно-деформированного состояния от нормативных значений в течение всего ЖЦ ВЛ, включающего этапы строительства, эксплуатации и реконструкции ВЛ.

Вышеуказанные факторы могут быть первичными, возникающими от природных или антропогенных воздействий, которые могут привести к прогрессирующему обрушению первого рода с разрушением конструкции и падением опоры ВЛ, которое, в свою очередь, может вызвать наступление вторичных факторов, приводящих к прогрессирующему обрушению второго рода с падением смежных опор рядом с первой упавшей, что может произойти на любом этапе жизненного цикла.

Процессы технического и авторского надзора, строительного контроля должны тщательно выполняться, особенно на стадии строительства, при производстве транспортных и строительного-монтажных работ для обеспечения требуемой надежности на последующих этапах ЖЦ.

Как правило, наибольшее количество природных и антропогенных воздействий возникает на самом продолжительном этапе эксплуатации, приводящих к появлению первичных и вторичных факторов действительной работы конструкций, которые могут стать причиной ослабления конструкции и прогрессирующего обрушения первого и второго родов, поэтому актуальными будут регулярные осмотры и освидетельствования конструкций опор ВЛ.

На этапе реконструкции целесообразно повторно применить конструкции и фундаменты существующих опор, что должно быть основано на результатах обследования основных несущих конструкций с анализом их действительной работы и результатов их усиления.

На основе оценки моделей управления ЖЦ получен вывод о высокой эффективности реконструкции по сравнению со строительством новой ВЛ, особенно в результате замены проводов на инновационные провода нового поколения, отличающиеся пониженными механическими нагрузками на существующие опоры и позволяющие значительное повышение пропускной способности ВЛ.

Разработана инженерная модель ЖЦ ВЛ с графиком «кривой жизни», составленным из трех ключевых этапов (строительство с приработкой, нормальная эксплуатация и износ), который при реконструкции продлевается четвертым этапом в составе новой модели жизненного цикла.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Сенькин Н.А. Строительные конструкции воздушных линий электропередачи ВЛ 110–750 кВ: этапы жизненного цикла // Актуальные проблемы компьютерного моделирования конструкций и сооружений : тез. докл. VIII Международного симпозиума. 2003. С. 253–254. EDN GKTМFS.
2. Сенькин Н.А., Белякова Т.Е., Мальчиков Д.А., Васильев В.С. Действительная работа стальных конструкций воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше // Металлические конструкции. 2022. Т. 28. № 1. С. 5–18. EDN FEJAMT.
3. Санжаровский Р.С., Астафеев Д.О., Улицкий В.М., Зибер Ф. Усиление при реконструкции зданий и сооружений. Устройство и расчеты усиления зданий при реконструкции. СПб. : СПбГАСУ, 1988. 637 с.
4. Горохов Е.В., Смирнова Н.С., Шелихова Е.В. Система управления реконструкцией опор ВЛ с учетом требований эксплуатации и надежности энергоснабжения потребителей // Металлические конструкции. 2023. Т. 29. № 1. С. 33–45. EDN SOQPTO.
5. Горохов Е.В., Смирнова Н.С., Оржиховский А.Н. Анализ живучести конструкции анкерно-угловой опоры 220 кВ с несовершенствами при действии статических нагрузок // Металлические конструкции. 2023. Т. 29. № 4. С. 209–219. EDN JCQXPU.
6. Khalyasmaa A.I., Eroshenko S.A., Bogdanov D. Adaptive life-cycle control system for overhead transmission lines using forecasting models // 2017 8th IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science (ICSESS). 2017. Pp. 75–78. DOI: 10.1109/ICSESS.2017.8342867
7. Gan J., Li L. Research on the Technical Reliability of the Overhead Transmission Lines Based on the Life Cycle Technology // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 558. Issue 5. P. 052037. DOI: 10.1088/1755-1315/558/5/052037
8. Brennan G. Refurbishment of Existing Overhead Transmission Lines // CIGRE. B2-203. 2004. 9 p.
9. Курьянов В.Н., Султанов М.М., Фокин В.А., Тимашова Л.В. Инновационные высокоэффективные провода для линий электропередачи // Энергия единой сети. 2016. № 4 (27). С. 70–78. EDN WIDLМX.
10. Сенькин Н.А. Актуальные задачи в проектировании и строительстве ВЛ ЕНЭС: провода, тросы, арматура // Энергоэксперт. 2014. № 1 (42). С. 72–79.
11. Труль В.А., Сенькин Н.А. Исследование влияния перемещений фундаментов на усилия в стержнях сооружений башенного типа // Металлические конструкции и испытания сооружений : межвузовский тематический сборник трудов. 1980. С. 25–32.
12. Семашкин А.Д., Туснин А.Р., Бергер М.П. Способы расчета несущих конструкций на устойчивость к прогрессирующему разрушению // Строительство: наука и образование. 2023. Т. 13. № 2. С. 31–50. DOI: 10.22227/2305-5502.2023.2.3. EDN SSKMDG.
13. Колчунов В.И., Ильющенко Т.А., Федорова Н.В., Савин С.Ю., Тур В.В., Лизогуб А.А. Живучесть конструктивных систем зданий и сооружений: аналитический обзор исследований // Строительство и реконструкция. 2024. № 3 (113). С. 31–71. DOI: 10.33979/2073-7416-2024-113-3-31-71. EDN FHLGWH.
14. Fedorova N.V., Savin S.Yu. Progressive collapse resistance of facilities experienced to localized structural damage : an analytical review // Building and Reconstruction. 2021. Vol. 95. Issue 3. Pp. 76–108. DOI: 10.33979/2073-7416-2021-95-3-76-108. EDN FMVVRU.
15. Андросова Н.Б., Ветрова О.А. Анализ исследований и требований по защите зданий и сооружений от прогрессирующего обрушения в законодательно-нормативных документах России и странах Евросоюза // Строительство и реконструкция. 2019. № 1 (81). С. 85–96. DOI: 10.33979/2073-7416-2019-81-1-85-96. EDN ZCKBDF.
16. Сенькин Н.А. Прогрессирующее обрушение и восстановление конструкций воздушных линий электропередачи // Известия высших учебных заведений. Строительство. 2023. № 10 (778). С. 5–20. DOI: 10.32683/0536-1052-2023-778-10-5-20. EDN VILKZ.
17. Танасогло А.В., Гаранжа И.М., Оржиховский А.Н., Писарева М.М. Совершенствование конструктивной формы стальных узкобазых решетчатых опор воздушных линий электропередачи повышенной надежности // Строительство: наука и образование. 2025. Т. 15. № 2. С. 20–39. DOI: 10.22227/2305-5502.2025.2.2. EDN CSFUUW.
18. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л. : Энергия, 1979. 312 с.
19. Яковлев Л.В., Каверина Р.С., Дубинич Л.А. Комплекс работ и предложений по повышению надежности ВЛ на стадии проектирования и эксплуатации // Линии электропередачи 2008: проектирование, строительство, опыт эксплуатации и НТП. 2008. С. 28–49.
20. Крылов С.В. Техническое состояние воздушных линий 35 кВ и выше: методы обследования // Новости электротехники. 2006. № 1 (37). С. 35–41.
21. Ефимов Е.Н., Тимашова Л.В., Ясинская Н.В. Причины и характер повреждаемости компонентов воздушных линий электропередачи напряжением 110–750 кВ в 1997–2007 гг. // Энергия Единой Сети. 2012. № 5 (5). С. 32–41. EDN VXCBYN.
22. Galiaskarov I. On reliability characteristics and service time limits of 500 kV overhead lines // E3S

Web of Conferences. 2020. Vol. 216. P. 01014. DOI: 10.1051/e3sconf/202021601014

23. *Горохов Е.В., Шаповалов С.М., Удод Е.И. и др.* Повышение надежности и долговечности электросетевых конструкций. Киев : Техника, 1997. 283 с.

24. *Горохов Е.В., Бакаев С.Н., Назим Я.В., Моргай В.Н., Попов М.С.* Анализ причин и последствий аварий на участках ВЛ 330 кВ Джанкойских МЭС Крымской электроэнергетической системы НЭК «Укрэнерго» // Металлические конструкции. 2010. Т. 16. № 2. С. 75–92. EDN MUVVGJ.

25. *Бакаев С.Н., Смирнова Н.С., Моргай В.В.* Повышение надежности эксплуатации воздушных линий электропередач (комплекс работ и предложений по действующим ВЛ) // Металлические конструкции. 2015. Т. 21. № 3. С. 147–165. EDN VAAUIP.

26. *Танасогло А.В., Фоменко С.А., Бакаев С.Н., Козлова Л.В.* Определение редуцированного тяжения при обрывах токоведущих проводов и грозозащитных тросов воздушных линий напряжением 35–110 кВ // Металлические конструкции. 2022. Т. 28. № 4. С. 195–205. EDN EOCYGC.

27. *Сенькин Н.А., Филимонов А.С.* Взаимодействие конструктивных элементов в линейной цепи воздушной линии электропередачи при падении опоры // Строительная механика и расчет сооружений. 2024. № 6 (317). С. 27–34. DOI: 10.37538/0039-2383.2024.6.27.34. EDN ITCRDE.

28. *Белякова Т.Е.* Влияние точности изготовления и сборки на несущую способность промежуточных опор ВЛ // Серия «Строительство» : сб. ст. магистрантов и аспирантов. 2022. С. 3–11. EDN WHUCGL.

29. *Сенькин Н.А., Васильев В.С.* Действительная работа сооружений: взаимодействие конструкций и грунтового основания решетчатых опор воздушных линий электропередачи // Вестник МГСУ. 2025. Т. 20. № 5. С. 637–654. DOI: 10.22227/1997-0935.2025.5.637-654. EDN HXICYU.

30. *Романов П.И., Качановская Л.И., Чернова Т.В.* К вопросу о повышении коррозионной стойкости опор ВЛ // Прогрессивные решения в электросетевом строительстве : сб. науч. тр. 1986. С. 146–152.

31. *Романов П.И., Качановская Л.И., Чернова Т.В.* Контроль коррозионных дефектов металлических элементов опор ВЛ // Прогрессивные решения в электросетевом строительстве : сб. науч. тр. 1986. С. 40–48.

32. *Senkin N.* Improvement of Methods of Inspection of Steel Structures of Overhead Power Line // Lecture Notes in Civil Engineering. 2022. Pp. 155–163. DOI: 10.1007/978-3-031-30570-2_14

33. *Gusakova E., Ovchinnikov A., Volkov A.* Approaches to the structuring of the information model of the life cycle stages of a construction object // E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 97. P. 01002. DOI: 10.1051/e3sconf/20199701002

Поступила в редакцию 31 августа 2025 г.

Принята в доработанном виде 18 октября 2025 г.

Одобрена для публикации 19 января 2026 г.

ОБ АВТОРЕ: **Николай Александрович Сенькин** — кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры металлических и деревянных конструкций; **Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет (СПбГАСУ);** 190005, г. Санкт-Петербург, ул. 2-я Красноармейская, д. 4; главный эксперт; **Россети Научно-технический центр;** 115201, г. Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3; SPIN-код: 1344-9412, Scopus: 57302511900, ResearcherID: IWL-9658-2023, ORCID: 0000-0002-7086-1960; senkin1952@yandex.ru.

INTRODUCTION

A paper on this topic was presented by the author at the 8th RAASN International Symposium “Current Issues in Computer Modelling of Structures and Buildings”, held at Tambov State Technical University on 17–21 May 2023 [1]. The term “actual performance of structures”, in accordance with clause 4.2 of CP 16.13330.2017 “Steel Structures”, reflects “refined calculation schemes and design assumptions that improve the basic design models set out in current standards, with the aim of ensuring greater strength, stiffness and reliability of building structures” (BS). The terms “construction and reconstruction”, as related sequential processes of creating and upgrading overhead power lines (OPL), are directly linked to the concept of the OPL’s life cycle (LC). According to the Technical Regulations on the Safety of Buildings and

Structures (No. 384-FZ of 30 December 2009), “the life cycle of a building or structure is the period of time during which engineering surveys, design, construction, operation, reconstruction, routine and major repairs, demolition or conservation of a building or structure”, including overhead power lines. The task of analyzing the life cycle of overhead power lines relates to the actual performance of structures (APS) [2], is highly innovative and constitutes the main objective of this publication.

The relevance of this paper stems from the considerable length of Russia’s 0.4–750 kV overhead power lines, which, according to PJSC “Rosseti”, extends to 2.5 million kilometres, as well as their unsatisfactory technical condition. According to the provisions of PJSC “Rosseti” “Regulations on a Unified Technical Policy in the Power Grid Complex” (2017), a significant proportion of the equipment has exceeded its standard service

life. Thus, as of 2016, the following have been in operation for more than 35 years: 220–330 kV overhead lines — 52 %, 110 kV — 61 %, 35 kV — 63 %, whilst the total proportion of operational disruptions in the power grid complex due to ageing (wear and tear) of equipment and structures stood at 24 % as of the end of 2015. The requirements of the current Technical Policy Regulations of PJSC “Federal Grid Company of the Unified Energy System” (PJSC “FGC UES”) 2024 apply to operational and planned overhead lines for new construction, reconstruction and technical refurbishment, and are taken into account within the life cycle of overhead lines. Here, the required level of novelty is based on an analytical review of scientific and technical literature, including an examination of known life cycle models for power line structures; in comparison with these, the author’s proposed engineering life cycle model — which describes the technical condition of the structure, taking into account structural damage during the construction and operation of the power line, as well as subsequent refurbishment—is novel. The object of the study is power line structures, including foundations; the subject is structural damage during the life cycle stages of power line construction, operation and reconstruction.

A joint Russian-German monograph [3] examines issues relating to the design of reinforced structures, foundations and base plates for buildings and structures undergoing refurbishment, confirming the well-known fact that investments in their technical upgrading and refurbishment are highly cost-effective compared to new construction. The following examples present material on options for managing the life cycle of overhead lines based on the assessment and forecasting of their technical condition, in particular those leading to the need to opt for the reconstruction of overhead lines.

The first example examines a methodology for the reconstruction of overhead power lines as a phased management system for the modernization of power line supports, taking into account operational requirements and the reliability of power supply to consumers, developed at the Donbas National Academy of Civil Engineering and Architecture [4, 5]. An algorithm is proposed for assessing the technical condition of power line tower structures and foundations that have been in operation for over 30 years, based on the results of a specialized survey using the Russian industry standard of PJSC “Rosseti” STO 56947007-29.240.55.111–2011¹ and CP 13-102–2003² with the preparation of a conclusion on the technical condition of the power line structures and a report includ-

ing the determination of the remaining service life and the scope of reconstruction. Step-by-step structural calculations and analyses based on the developed methodology, including cost estimates, demonstrated a high economic benefit of 40 % from the reconstruction of the 220 kV overhead line with the replacement and refurbishment of structures compared to the construction of a new overhead line [4].

The second example highlights modern high-level models for managing the lifecycle of overhead lines, which are being developed at the Ural Federal University named after the First President of Russia, B.N. Yeltsin, under the supervision of Professors I. Haljasmaa and S.A. Groshenko, and at Sofia Technical University by Professor D. Bogdanov [6]. The proposal involves the development of predictive models and, based on these, the formulation of new approaches to assessing remaining service life and an effective system for managing the lifecycle of power lines. Thus, the training sample for assessing the condition of a 110 kV power line comprised 160 instances, where each pair of samples corresponded to a specific system condition. For the computational example, a condition analysis was performed based on the results of technical diagnostics and tests of one of the overhead line components — the insulation.

The third example presents a project for the refurbishment of a 220 kV overhead line in China, including a calculation of the total life-cycle cost before and after the technical upgrade [7]. The net present value (NPV) method, using discounted present value, was used to calculate the cost of the two different life cycles. The life cycle cost included the sum of direct, indirect and other costs throughout the entire cycle, necessary for design, research and development, manufacturing, maintenance and warranties until decommissioning. An example is given for a 4,174 m section of a 220 kV single-circuit overhead line on reinforced concrete intermediate supports, commissioned in December 1993 and in operation for 25 years. The section comprises two anchor-corner supports and ten intermediate supports. Each phase consists of two conductors with a cross-section of 300/40 mm². There are 5 years remaining until the facility reaches its maximum service life (30 years). At this stage, one of two possible options for the facility’s future must be selected: decommissioning and construction of a new 220 kV overhead line, or technical modernization of the existing overhead line. In this case, simple calculations demonstrated the cost-effectiveness of the refurbishment: the annual cost of the full life cycle prior to the line’s conversion was 435,321 yuan, whilst the annual cost of the full life cycle following the refurbishment was just 210,435 yuan, representing a 107 % improvement in cost-effectiveness, or 2.07 times more cost-effective. The economic model of the facility’s life-cycle costs included the following expenses:

- the initial cost, including the cost of purchasing equipment, design, construction, dismantling and other costs prior to commissioning;

¹ Standard of OJSC “FSK UES” STO 56947007-29.240.55.111–2011. Guidelines for assessing the technical condition of overhead power lines and the remaining service life of their components. Moscow, OJSC “FSK UES”, 2011; 85. URL: https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.55.111-2011.pdf

² CP 13-102–2003. Rules for the inspection of load-bearing structural elements of buildings and structures. Moscow, Gosstroy RF, 2004; 31.

- operating costs, including the cost of electricity transmission and consumption by the equipment, and periodic comprehensive maintenance;
- the cost of monitoring and maintenance;
- the cost of losses resulting from a failure caused by the cessation of operations (supply of electricity to consumers) due to an accident;
- the cost of decommissioning, including expenses for dismantling, transport, storage, tendering and other associated costs [7].

The fourth example is Gary Brennan's paper "Retrofitting Existing Overhead Power Lines" (Australia) [8], presented at session B2-203 (2004) of the International Council on Large Electric Systems (Conseil International des Grands Réseaux Électriques — CIGRE). Back in December 2000, Working Group 13 of Subcommittee BO-3 of Research Committee B2 published Brochure 175 "Management of Existing Overhead Lines", which sets out the main objective: to restore the design service life of operational overhead lines by carrying out maintenance work that reduces the probability of the overhead line failing. The actual service life of power lines exceeds the design life of 50 years, determines the limits of technical suitability and economic service life, and requires the extension of the technical service life. Furthermore, there is the issue of increasing the transmission capacity of power lines, which necessitates the development of effective modernization strategies. To address these issues, extensive research is being carried out to investigate the mechanisms of structural degradation and to improve diagnostic methods and techniques for the restoration of overhead lines. For example, rather than repairing the conductors, it is advisable to replace them with modern, high-performance conductors that increase the transmission capacity of the overhead lines. Foundations are generally in satisfactory condition, unlike support structures, where the risks associated with degradation mechanisms and accidental impacts range from structural deformation to complete collapse, leading to the loss of line operability. Grounding structures are also typically subject to significant damage from corrosion during operation. The performance of an overhead line is defined as operational readiness, proportional to its service life. The optimal point for replacement is the point at which the marginal cost of continuing to operate the overhead line equals the average long-term cost of replacement [8].

The examples given above demonstrate the high effectiveness of upgrading overhead lines through refurbishment, for example by replacing old steel-aluminium conductors with innovative, high-performance compacted steel-aluminium conductors, which are characterized by high current-carrying capacity, heat resistance, rigidity, resistance to increased wind and ice loads, and an extended service life [9, 10]. Thus, an analysis of the condition of overhead line structures, taking into account their actual performance at various stages of their life cycle, determines the suitability of the structures for the selected overhead line reconstruction option.

MATERIALS AND METHODS

Factors affecting the actual performance of structures

Clause 11.1 of GOST 27751–2014³ states that design models (schemes) for building structures must reflect the actual conditions of their operation and correspond to the design situation under consideration. The identified APS factors are primary factors present in the primary design scheme of the structure (prior to failure) in accordance with clause 1.3.12, and they either reduce or increase the load-bearing capacity of the structure (Fig. 1).

Such factors constitute the root cause and may lead to catastrophic structural failure under subsequent external loads unless preventive measures are taken to reinforce the power line structures, for example, by means of 'outrigger structures (intersecting trusses, ties, diaphragms or beams providing increased stiffness) as per clause 1.3.3. In connection with the industrial development of remote areas of the Far North, Siberia and the Far East, modern power lines are being constructed in the almost inaccessible conditions of mountainous and roadless terrain (Fig. 1), which significantly affects the quality of transport and construction and installation works (CIW).

Damage that triggers progressive collapse (PC) of structures poses a significant threat to the operational integrity of a facility; such damage can lead to a cascade of failures unless specific protective measures are implemented to ensure the resilience of buildings and structures [11–16]. Thus, primary factors, namely defects in the manufacture of structures exceeding regulatory tolerances^{4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11}, as well as damage to structures

³ GOST 27751–2014. Structural reliability of building structures and foundations. General principles (EN 1990:2002). Moscow, Standardinform, 2015; 14.

⁴ CP 20.13330.2016. Loads and Actions (revised 30 December 2020). Moscow, Standardinform; 147.

⁵ CP 296.1325800.2017. Buildings and structures. Special effects. Moscow, Standardinform; 30.

⁶ CP 76.13330.2016. Electrical equipment. Updated edition of SNiP 3.05.06–85. Moscow, Ministry of Construction of Russia, 2016; 90.

⁷ SI 34.20.504–94. Standard Operating Instructions for 35–800 kV Overhead Power Lines: approved on 19 September 1994 by the Electrical Networks Department of RAO "UES of Russia". Moscow, ORGRES, 1996; 122.

⁸ The Approval of the Rules for Investigating the Causes of Accidents and Incidents in the Electricity Sector: Resolution of the Government of the Russian Federation No. 1489 of 29 September 2025. Moscow, PJSC "Rosseti", 2025; 33.

⁹ GOST R 57193–2016. Systems and software engineering. System lifecycle processes (ISO/IEC/EEE 15288:2015, NEQ). Moscow, Standardinform, 2016; 98.

¹⁰ GOST R 58087–2018. Unified Energy System and Isolated Power Systems. Electrical Networks. Specification for overhead power lines with a voltage of 35 kV and above. Moscow, Standardinform, 2018; 23.

¹¹ CP 333.1325800.2020. Information Modelling in Construction. Rules for the Creation of Information Models of Structures at Various Stages of the Life Cycle. Moscow, Standardinform, 2020; 286.



Fig. 1. The descent of the 220 kV single-circuit overhead line “Mogoch – Zilovo” from the hill and its crossing of the Trans-Siberian Railway and the freezing Amazar River (Transbaikal region, September 2022)

exceeding regulatory limits during transport, installation and operation, pose significant risks to the reliable operation of power line support structures (Fig. 2) [17–33].

Such primary factors must be identified during inspections, surveys and assessments, and rectified during construction, scheduled maintenance and refurbishment in accordance with the requirements of regulatory documentation^{4,5,6,7,8}. The following are classified as primary factors of structural damage, representing physical deviations from the standard values of parameters which may cause progressive collapse of the first kind (PC-1) of structural elements and the power line support structure itself, including its collapse:

- 1) manufacturing defects and damage to components and connections;
- 2) vertical and horizontal movements of foundations, their uneven settlement or warping, inaccuracies in assembly and installation, and deviations of the power line support axes from the vertical;
- 3) the effects of explosions, fire, earthquakes, soil deformation and climatic loads exceeding design limits, and other factors leading to damage and the collapse of a support as a result of PC-1;
- 4) accidental damage to components and structures caused by the sudden removal of a component from the structure (for example, due to unauthorized dismantling of a support or vandalism);
- 5) corrosion-induced wear of structures.

As a result of local failure (clause 1.35.8)³ of the primary design model, which has been weakened by the primary APS factors (clause 1.3.1)³, a secondary design model is formed “by excluding one or more load-bearing structural elements located within the zone of local failure” (clause 1.3.5)³. Following the failure of critical elements and the collapse of a support, the structures of adjacent power line supports may fail due to significant stresses in the conductors and lightning arresters and the occurrence of a second-order failure (PC-2). The following may be classified as secondary factors of APS, typically representing emergency processes involving the failure of groups of supports, which, in accordance with RIE-7 “Rules for the Installation of Electrical Installations”¹², should be included in the scope of emergency modes in the event of the breakage of conductors, lightning arresters, insulator strings and the collapse of supports. In this context, when analyzing primary and secondary factors, it is necessary to consider physical and mathematical models describing the systemic nature of the operation and interaction of elements and structures:

- 1) the design of supports, foundations and ground anchors;
- 2) supports, conductors, lightning arresters and insulators within the unified mechanical structure of the overhead line, as a cable-and-pole system;

¹² Rules for the Installation of Electrical Systems. 7th ed. (PUE-7). Moscow, 2003. URL: https://pue-7.ru/pue_7.pdf



Fig. 2. Examples of damage and failures in power line structures: *a* — pre-failure tilt of an U220-1 anchor-corner support caused by frost heave of the foundations due to unanticipated freezing of the subsoil (Transbaikal region, December 2022); *b* — one of two fallen intermediate single-chain supports of type 2P220-1-6.8 due to wind loads exceeding design values (Irkutsk Region, Nov 2019)

3) overhead lines as cable-and-pole systems with structural redundancy provided by special mobile reserve supports for the emergency replacement of damaged standard supports, thereby enhancing operational reliability during the operational phase [16].

Consequently, the condition of the power line, representing the aggregate of actual deviations in the characteristics (or parameters) of its components from the standard (design) condition, is identified in the form of specific factors following an inspection, survey or assessment of power lines under construction or in operation. The corrosive atmospheric environment in which power line supports are operated, as well as the duration of their operation, has a significant impact on the condition of the structural integrity.

Structural analyses of power line supports, which are distorted due to the deviation of steel towers from the vertical axis, as well as in cases of uneven foundation installation, have shown an increase in stresses in load-bearing elements of up to 5 %, provided that the deviations do not exceed the permissible values specified in the technical standards and regulations^{4, 5, 6, 7, 8}. Emergency damage to structures (Fig. 2, *a*), including the collapse of power line supports (Fig. 2, *b*), which interrupts the normal operation of the power line and ceases the transmission of electricity to consumers, also falls within the category of actual structural performance.

Following repairs or refurbishment — for example, the replacement of fallen supports — operation continues as part of the operational cycle. In accordance with the criteria for operational disruptions (accidents) in the electricity sector, as set out in paragraphs 7 and 8 of the Rules for Investigating the Causes of Accidents and Incidents in the Electricity Sector⁸, accidents include outages of 110 kV overhead lines and above resulting in the interruption of power supply to consumers with a capacity of 100 MW or more.

RESEARCH RESULTS

The examples given above demonstrate the high effectiveness of upgrading key elements or components of overhead power lines by replacing old steel-aluminium wire with innovative, high-performance compacted steel-aluminium wire, which is characterized by high current-carrying capacity, heat resistance, rigidity, resistance to increased wind and ice loads, and an extended service life [9]. The new conductor consists of plastically deformed wires with a trapezoidal or Z-shaped profile, which significantly increases the cross-sectional fill factor, bringing it close to one; consequently, this substantially reduces the diameter of the new conductor and the ice and wind loads on the supports, respectively, making it possible to suspend new conductors from existing supports [9].

The original design for the 220 kV overhead line was completed in 1958 by the Rostov branch of the “Teploelektroproekt” design institute, and the line was constructed and commissioned in 1960. Due to the expiry of the estimated service life (50 years), as well as the asset’s value and depreciation charges reaching zero, reconstruction of the 220 kV “Afipskaya – Krymskaya” overhead line was required (Krasnodar Krai) (length 68.4 km, old ASO-300 conductor, S-70 lightning protection wire, St3M open-hearth steel for supports, reinforced concrete piles 5.0 m long and 0.3×0.3 m in cross-section). In July 2008, a team from the Centre for Overhead Power Line Engineering (COPL) of JSC “Engineering Centre of the UES – ORGRES Firm”, led by the author and the head of COPL, R.S. Kaverina, carried out a technical inspection of the structural elements in accordance with CP 13-102-2003², which confirmed that the metal structures of the power line were in a serviceable and repairable condition, but that the reinforced concrete pile grillage of the anchor-corner supports was in a limited serviceable condition. Subsequently, during the summer and autumn of 2008, restoration work was carried out, including the re-



Fig. 3. Reconstruction of the 220 kV “Afipskaya – Krymskaya” overhead line, involving the replacement of old ASO-300 conductors with high-temperature GTACSR 217/49 conductors manufactured by the Japanese company J-Power Systems, using modern “tension-assisted installation” technology [12]

inforcement of the reinforced concrete grillage. And in October 2009, the 220 kV “Afipskaya – Krymskaya” overhead line was reconstructed according to a design by and using the resources of the nationally renowned research and production company JSC “Elektrosetstroyproekt” (Moscow), with the participation of the author, who carried out technical supervision on behalf of the client, PJSC “FSK UES” (Fig. 3) [10].

The new innovative GTACSR 217/49 J-Power Systems steel-aluminium stranded conductor (Japan) features an outer current-carrying layer made of a heat-resistant aluminium alloy with a cross-sectional area of 217 mm² and a permissible temperature of 150 °C, rather than 80 °C as with standard AC-300 cable; the current-carrying capacity of this new high-temperature cable has been increased by a factor of 1.6 [11]. The 49 mm² conductor core is made of high-strength galvanized steel wires, and the gap between the core and the outer current-carrying sheath is filled with a particularly viscous heat-resistant grease, ensuring their relative movement at temperatures up to 240 °C. The feasibility of upgrading the 220 kV overhead line by replacing the conductor with a new-generation, high-efficiency conductor is due to the reduced diameter of the new conductor. The difference in diameter between the old and new conductors was 3.2 mm, with the new conductor being 13.6 % smaller in diameter, whilst the design loads on the conductors and supports in the 220 kV overhead line reconstruction calculations were set lower accordingly, which allowed the use of the old intermediate and anchor-corner supports with upgraded foundations for suspending the new conductor and lightning conductor, whilst the electrical capacity of this 220 kV overhead line increased by 60 %. In the cost structure for structures and materials, the cost of standard conductors in accordance

with GOST 839–2019 “Uninsulated conductors for overhead power lines. Technical specifications”¹³ accounts for 11 %, whilst supports and foundations account for the largest share — 75 % (Table).

The Table was compiled on the basis of data from PJSC “Engineering and Construction Management Centre of the Unified Energy System” (ECMC UES), which in 2014 carried out an analysis of the cost estimate documentation for the 220 kV overhead line with the aim of determining the cost structure when using standard wire in accordance with GOST 839–2019¹³, on the basis of which the author has established the cost structure for different price levels of the new wire. Thus, despite the significant costs involved in replacing conventional wire with new wire, the purchase price of which turned out to be four times higher than that of conventional wire, the client-investor, PJSC “FSK UES”, decided to reconstruct the 220 kV “Afipskaya – Krymskaya” 220 kV overhead line due to a 60 % increase in transmission capacity — the main function of the overhead line — and the recovery of a significant portion of the line’s book value.

The next result of the study is an engineering model of the power line’s life cycle, developed by the author. The technical and economic models describing the life cycle and the results obtained, as illustrated in the examples in the Introduction, demonstrate the high effectiveness of the approach to power line refurbishment, which is usually carried out by replacing the conductors with modern compacted conductors with a densified cross-section, offering increased current-carrying capacity, as well as replacing the lightning protection wires with light-

¹³ GOST 839–2019. Uninsulated conductors for overhead power lines. Technical specifications. Moscow, Standardinform, 2019; 43.

Cost structure for 220 kV overhead line components with changes in the cost of wires compared to the baseline — wire according to GOST 839–2019¹³

Overhead line components	The share of components in the total cost of a 220 kV overhead power line for different levels of wire cost relative to a standard wire according to GOST 839–2019 ¹³ , %			
	in accordance with GOST 839–2019 ¹³	twice as expensive	four times as expensive	10 times more expensive
Supports	40.0	36.0	30.1	20.1
Foundations	35.0	31.5	26.3	17.6
Wires	11.0	20.0	33.1	55.3
Lightning rods	8.0	7.0	6.0	4.0
Insulation	5.0	4.5	4.0	2.5
Reinforcement bars	1.0	1.0	7.5	0.5
Total, %	100.0	100.0	100.0	100.0

ning-protected steel cables that are resistant to unwinding following a lightning strike. The main idea behind such a refurbishment is to retain the structures of supports with reduced load-bearing capacity, which are therefore loaded with conductors and lightning arresters subjected to lower mechanical loads, but which still perform key functions in power transmission and have their loads reduced for continued use. The estimated cost of structural elements — supports and foundations — typically accounts for 70–80 % of the total cost of power line construction, highlighting the need for close attention to structural aspects during both construction and operation.

The life cycle model of a power line-related structure is described by a “life curve”, the graph of which — showing the variation in the failure rate ω over the time axis τ — consists of three main stages: construction (running-in), normal operation and wear and tear (Fig. 4).

The graph was constructed using the results of statistical studies conducted by JSC “ORGRES” [19], under the supervision of the distinguished test engineer L.V. Yakovlev, and by JSC “NTCselektroenergetiki”, carried out by the renowned researchers S.V. Krylov and L.V. Ti-

masheva [20, 21], as well as at the Central Information and Computing Centre of the Unified Energy System (ECMC UES) by I.M. Galiaskarev [22], and at the Donbas National Academy of Construction and Architecture [23–26] under the supervision of Doctor of Technical Sciences, Professor and Rector E.V. Gorokhov. Based on a study of the failure rate on operational 35–750 kV overhead lines over a long period, L.V. Yakovlev determined the maximum permissible values of this reliability indicator — the specific failure rate — for different voltage classes, regardless of the material of the supports: 110 kV power lines — $\omega_{110} = 1.1$ failures per 100 km of single-circuit power line per year; 220 kV — 0.6; 330 kV — 0.5; 500 kV — 0.4; 750 kV — 0.3. Currently, these indicators are accepted as the maximum permissible values within the framework of progressivity indicators in accordance with the requirements of PJSC “Rosseti” Regulation “A Unified Technical Policy in the Power Grid Complex” (2017).

During the design phase, the required numerical limits for failure rates ω must be incorporated; during the construction and operation phases, these limits must

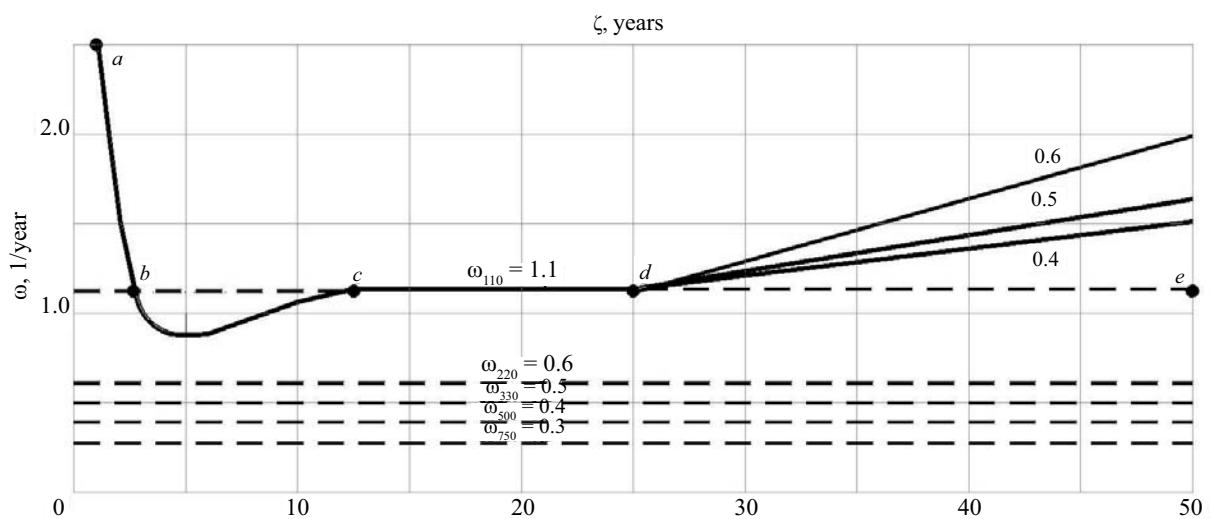


Fig. 4. Life cycle graph (“life curve”) for 110–750 kV power lines with different time scales, based on the maximum permissible values of the specific failure rate ω for different voltage classes (dotted lines), plotted for 110 kV power lines

not be exceeded, particularly during the running-in and wear phases due to corrosion losses. An overhead line can be represented as a system consisting of a group of interconnected components (supports, foundations, conductors, lightning arresters, insulation, hardware, surge protection devices), which, in accordance with clause 4 of GOST R 57193–2016⁹, has its own life cycle, divided into stages or successive phases.

The first stage (the construction and commissioning stage – section *a–b–c* in Fig. 4) is characterized by a significant rate of structural failure due to defects and damage arising during transport, loading and unloading, and construction and installation works. Strengthening of construction supervision, technical and design supervision during the first stage, as well as the stipulation of a warranty period of at least 3–5 years in the contract for the construction of the overhead line, with the aim of monitoring and rectifying contractor errors and defects, should ensure the appropriate quality of construction and installation works, reducing the failure rate to the standard value $\omega_{110} = 1, 1$ failure per year per 100 km of 110 kV power line (upper dotted line in Fig. 4). The duration of the second stage (normal operation, section *c–d* in Fig. 4) is determined primarily by the level of corrosion protection of the transmission line components; in an industrial atmosphere, the hot-dip galvanized coating on a steel transmission line structure wears away within 15–25 years, depending on the initial thickness [23, 32]. In the final third stage, the structural components develop corrosion damage depending on the aggressiveness of the atmosphere (operational section *d–e* in Fig. 4), with “life curves” having coefficients of 0.4–0.6 depending on the atmospheric corrosion characteristics [32]. Here, it will be necessary to renew the anti-corrosion protection of steel and reinforced concrete structures, as well as to reinforce and replace elements of the overhead line. Alternatively, at this stage it is advisable to carry out an effective refurbishment involving the replacement of the wire with a modern compacted type; whilst increasing the transmission capacity of the overhead line, the loads from ice and wind effects on the supports are reduced due to the smaller wire diameter.

It is proposed that the developed power line life cycle chart be included among the main appendices to the Technical Specification for the power line in operation, which is mandatory for power lines of 35 kV and above in accordance with GOST R 58087–2018. Furthermore, it is recommended that this schedule be used for the technical description of the subsequent reconstruction process, with the timeline extended as part of the new overhead line life cycle model.

CONCLUSION

The operational factors affecting power line support structures are of both natural and man-made origin and result in deviations in the stress-strain state from standard values throughout the entire life cycle of the power line, encompassing the construction, operation and refurbishment phases.

The above factors may be primary, arising from natural or anthropogenic influences, which may lead to progressive collapse of the first kind with structural failure and the fall of the power line support, which, in turn, may trigger secondary factors leading to progressive collapse of the second type, with the collapse of adjacent towers near the first one to fall, which may occur at any stage of the life cycle.

Technical and design supervision, as well as construction monitoring, must be carried out meticulously, particularly during the construction phase and whilst transport and construction-and-installation works are being carried out, in order to ensure the required reliability during subsequent stages of the structure’s life cycle.

As a rule, the greatest number of natural and man-made impacts occur during the longest operational phase, leading to the emergence of primary and secondary factors affecting the actual performance of structures, which may cause structural weakening and progressive collapse of the first and second types; therefore, regular inspections and surveys of power line support structures will be essential.

During the reconstruction phase, it is advisable to reuse the structures and foundations of existing supports, which should be based on the results of an inspection of the main load-bearing structures, including an analysis of their actual performance and the results of their reinforcement.

Based on an assessment of life cycle management models, it has been concluded that reconstruction is highly effective compared to the construction of a new power line, particularly as a result of replacing the conductors with innovative new-generation conductors, which are characterized by reduced mechanical loads on existing towers and allow for a significant increase in the power line’s transmission capacity.

An engineering model of the overhead line’s life cycle has been developed, featuring a “life cycle curve” comprising three key stages (construction and commissioning, normal operation, and wear and tear), which is extended to include a fourth stage as part of the new life cycle model during refurbishment.

REFERENCES

1. Senkin N.A. Building structures of overhead power transmission lines 110–750 kV: life cycle stages of the report. *Actual problems of computer modeling of structures and structures : abstracts of reports of the VIII international symposium*. 2003; 253–254. EDN GKTMFS. (rus.).

2. Senkin N., Belyakova T., Malchikov D., Vasilyev V. The actual operation of steel structures of overhead power lines with a voltage of 35 kV and above. *Metall Constructions*. 2022; 28(1):5-18. EDN FEJAMT. (rus.).
3. Sanzharovskiy R.S., Astafeev D.O., Ulitskiy V.M., Zyber F. Reinforcement during the reconstruction of buildings and structures. *The design and calculations of reinforcement of buildings during reconstruction*. St. Petersburg, SPbGASU, 1988; 637. (rus.).
4. Gorokhov Ye., Smirnova N., Shelikhova H. Control system for reconstruction of overhead line supports taking into account the requirements of operation and reliability of power supply to consumers. *Metall Constructions*. 2023; 29(1):33-45. EDN SOQPTO. (rus.).
5. Gorokhov Ye., Smirnova N., Orzhekhovskiy A. Analysis of the survivability of the 220 kV anchor-angular support structure with imperfections under the action of static loads. *Metall Constructions*. 2023; 29(4):209-219. EDN JCQXPU. (rus.).
6. Khalyasmaa A.I., Eroshenko S.A., Bogdanov D. Adaptive life-cycle control system for overhead transmission lines using forecasting models. *2017 8th IEEE International Conference on Software Engineering and Service Science (ICSESS)*. 2017; 75-78. DOI: 10.1109/ICSESS.2017.8342867
7. Gan J., Li L. Research on the Technical Reliability of the Overhead Transmission Lines Based on the Life Cycle Technology. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020; 558(5):052037. DOI: 10.1088/1755-1315/558/5/052037
8. Brennan G. Refurbishment of Existing Overhead Transmission Lines. *CIGRE. B2-203*. 2004; 9.
9. Kuryanov V.N., Sultanov M.M., Fokin V.A., Timashova L.V. Innovative high-efficiency wires for power transmission lines. *Energy of Unified Grid*. 2016; 4(27):70-78. EDN WIDLIX. (rus.).
10. Senkin N.A. Actual tasks in the design and construction of the UNES overhead line: wire, cables, fittings. *Energexpert*. 2014; 1(42):72-79. (rus.).
11. Trull V.A., Senkin N.A. Research of the Influence of Foundation Displacements on the Forces in the Rods of Tower-Type Structures. *Metal Structures and Testing of Structures: Interuniversity Thematic Collection of Papers*. 1980; 25-32. (rus.).
12. Semashkin A.D., Tusnin A.R., Berger M.P. Methods of structural analysis for resistance to progressive collapse. *Construction: Science and Education*. 2023; 13(2):31-50. DOI: 10.22227/2305-5502.2023.2.3. EDN SSKMDG. (rus.).
13. Kolchunov V.I., Iliushchenko T.A., Fedorova N.V., Savin S.Y., Tur V.V., Lizahub A.A.I. Structural robustness : an analytical review. *Building and Reconstruction*. 2024; 3(113):31-71. DOI: 10.33979/2073-7416-2024-113-3-31-71. EDN FHLGWH. (rus.).
14. Fedorova N.V., Savin S.Yu. Progressive collapse resistance of facilities experienced to localized structural damage : an analytical review. *Building and Reconstruction*. 2021; 95(3):76-108. DOI: 10.33979/2073-7416-2021-95-3-76-108. EDN FMVVRU.
15. Androsova N.B., Vetrova O.A. The analysis of studies and requirements for the protection of buildings and structures against progressive collapse in regulatory documents of Russia and the European union. *Building and Reconstruction*. 2019; 1(81):85-96. DOI: 10.33979/2073-7416-2019-81-1-85-96. EDN ZCKBDF. (rus.).
16. Senkin N.A. Progressive collapse and restoration of overhead power lines structures. News of Higher Educational Institutions. *Construction*. 2023; 10(778): 5-20. DOI: 10.32683/0536-1052-2023-778-10-5-20. EDN VIILKZ. (rus.).
17. Tanasoglo A.V., Garanzha I.M., Orzhekhovskiy A.N., Pisareva M.M. Structural form improvement of steel narrow-based lattice supports for high-reliability overhead lines. *Construction: Science and Education*. 2025; 15(2):20-39. DOI: 10.22227/2305-5502.2025.2.2. EDN CSFUUW. (rus.).
18. Kryukov K.P., Novgorodtsev B.P. *Constructions and mechanical calculation of electric transmission lines*. Leningrad, Energiya, 1979; 312. (rus.).
19. Yakovlev L.V., Kaverina R.S., Dubinich L.A. A set of works and proposals to improve overhead line reliability at the design and operation stage. *Power transmission lines 2008: design, construction, operational experience and NTP*. 2008; 28-49. (rus.).
20. Krylov S.V. Technical condition of overhead lines of 35 kV and above: methods of investigation. *Electrical Engineering News*. 2006; 1(37):35-41. (rus.).
21. Yefimov E.N., Timashova L.V., Yasinskaya N.V. Causes and nature of damage to components of overhead power transmission lines with a voltage of 110–750 kV in 1997–2007. *Energy of Unified Grid*. 2012; 5(5):32-41. EDN VXCBYN. (rus.).
22. Galiaskarov I. On reliability characteristics and service time limits of 500 kV overhead lines. *E3S Web of Conferences*. 2020; 216:01014. DOI: 10.1051/e3s-conf/202021601014
23. Gorokhov E.V., Shapovalov S.M., Udod E.I. et al. *Improving the reliability and durability of electric grid structures*. Kyiv, Tekhnika, 1997; 283. (rus.).
24. Gorokhov Ye.V., Bakayev S.M., Nazim Ya.V., Morgay V.V., Popov M.S. Failure cause and consequence analysis at the high voltage (330 kV) line sections of the Dzhankoy local electrical power station of the Crimean electrical power system of the NEC “UKRENERGO”. *Metall Constructions*. 2010; 16(2):75-92. EDN MUVVGI. (rus.).
25. Bakayev S., Smirnova N., Morgay V. Reliability growth of operation of overhead transmission lines (set of works and suggestion according to acting opl). *Metall Constructions*. 2015; 21(3):147-165. EDN VAAUIP. (rus.).
26. Tanasoglo A., Fomenko S., Bakayev S., Kozlova L. Determination of reduced tension at conductive wires and lightning protection cables breakage of overhead power

lines with a voltage of 35–110 kV. *Metall Constructions*. 2022; 28(4):195-205. EDN EOCYGC. (rus.).

27. Senkin N.A., Filimonov A.S. Interaction of structural elements in the overhead transmission power line due to the falling tower. *Structural Mechanics and Analysis of Constructions*. 2024; 6(317):27-34. DOI: 10.37538/0039-2383.2024.6.27.34. EDN ITCRDE. (rus.).

28. Belyakova T.E. Influence of manufacturing and assembly accuracy on the loadbearing capacity of intermediate overhead line supports. *Series "Construction" : collection of articles by undergraduates and postgraduates*. 2022; 3-11. EDN WHUCGL. (rus.).

29. Senkin N.A., Vasilev V.S. Actual operation of structures: the interaction of structures and the soil base of lattice supports of overhead power lines. *Vestnik MGSU* [Monthly Journal on Construction and Architecture]. 2025; 20(5):637-654. DOI: 10.22227/1997-0935.2025.5.637-654. EDN HXICYU. (rus.).

30. Romanov P.I., Kachanovskaya L.I., Chernova T.V. On the issue of increasing the corrosion resistance of overhead line supports. *Progressive solutions in electric grid construction : collection of scientific papers*. Moscow, 1986; 146-152. (rus.).

31. Romanov P.I., Kachanovskaya L.I., Chernova T.V. Control of corrosion defects of metal elements of overhead line supports. *Progressive solutions in electric grid construction : collection of scientific papers*. 1986; 40-48. (rus.).

32. Senkin N. Improvement of Methods of Inspection of Steel Structures of Overhead Power Line. *Lecture Notes in Civil Engineering*. 2022; 155-163. DOI: 10.1007/978-3-031-30570-2_14

33. Gusakova E., Ovchinnikov A., Volkov A. Approaches to the structuring of the information model of the life cycle stages of a construction object. *E3S Web of Conferences*. 2019; 97:01002. DOI: 10.1051/e3s-conf/20199701002

Received August 31, 2025.

Adopted in revised form on October 18, 2025.

Approved for publication on January 19, 2026.

B I O N O T E S : **Nikolai A. Senkin** — Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Metal and Wooden Structures; **Saint Petersburg State University of Architecture and Civil Engineering (SPbGASU)**; 4, 2nd Krasnoarmeyskaya st., Saint Petersburg, 190005, Russian Federation; chief expert; **Rosseti Scientific and Technical Center**; build. 3, 22 Kashirskoye shosse, Moscow, 115201, Russian Federation; SPIN-code: 1344-9412, Scopus: 57302511900, ResearcherID: IWL-9658-2023, ORCID: 0000-0002-7086-1960; senkin1952@yandex.ru.