

УДК 621.311

Оценка параметров надежности схем систем электроснабжения промышленных объектов электротехнических комплексов при изменении мощности нагрузки и площади объекта для выполнения технико-экономических расчетов

Р. М. Петрова*, Е. И. Грачева, Н. К. Мифтахова

*Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия;

e-mail: 1998renata@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2508-8771>

Информация о статье Реферат

Поступила
в редакцию
22.09.2025;

принята
к публикации
03.10.2025

Ключевые слова:

система
электроснабжения,
трансформаторная
подстанция,
параметр потока
отказов,
время наработки
на отказ,
резервирование,
дисконтированный
срок окупаемости

Для цитирования

Актуальность исследования заключается в оценке параметров надежности и экономической эффективности систем внутрицехового электроснабжения предприятий с трансформаторными подстанциями напряжением 10/0,4 кВ. В работе анализируются показатели надежности для схем внутрицехового электроснабжения с различными видами резервирования: без резервирования; с резервированием на низком напряжении (НН); с резервированием на среднем напряжении (СН), без резервирования на НН; с двойным резервированием. Исследуются параметры надежности системы: параметр потока отказов и время наработки на отказ схемы при изменении числа распределительных трансформаторов ($N_{\text{рт}}$) от 1 до 5, при различной номинальной мощности цеховых трансформаторов 10/0,4 кВ (от 25 до 2 500 кВА), также при изменении мощности нагрузки и площади территории предприятия. Полученные результаты показывают, что значение времени наработки на отказ $T_{\text{нар.отк}}$ для схемы без резервирования в 2,03 и 2,04 раза меньше по сравнению со схемой с резервированием на СН и НН соответственно, и в 2,09 раза – меньше для схемы с двойным резервированием. Исследования показывают, что рационально использовать минимальное число распределительных трансформаторов $N_{\text{рт}}$, равное 1 (при отсутствии резервирования) или 2, так как при $N_{\text{рт}} = 3-5$ время наработки на отказ $T_{\text{нар.отк}}$ минимальное и равно 0,97 года. В результате установлено, что максимальное время наработки на отказ, равное 6,01 года, получено для схемы при двойном резервировании, а минимальное, равное 0,97 года, – при отсутствии резервных элементов в схеме с 5 трансформаторами. Рассчитан дисконтированный срок окупаемости оборудования 4 вариантов схем и установлено, что наименьший срок окупаемости (для схемы без резервирования) составил 7,75 года с учетом инфляции, равной 8,6 % в год.

Петрова Р. М. и др. Оценка параметров надежности схем систем электроснабжения промышленных объектов электротехнических комплексов при изменении мощности нагрузки и площади объекта для выполнения технико-экономических расчетов. Вестник МГТУ. 2025. Т. 28, № 4/1. С. 490–508. DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2025-28-4/1-490-508>.

Assessment of reliability parameters of power supply systems' schemes of industrial facilities of electrical complexes when changing the load power and area of the facility while performing technical and economic calculations

Renata M. Petrova*, Elena I. Gracheva, Nailya K. Miftakhova

*Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia;

e-mail: 1998renata@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2508-8771>

Article info

Received
22.09.2025;

accepted
03.10.2025

Key words:

power supply system,
transformer substation,
failure rate parameter,
mean time between
failures,
redundancy,
discounted payback
period

Abstract

The relevance of the study lies in the assessment of the reliability parameters and economic efficiency of intra-shop power supply systems of enterprises with 10/0.4 kV transformer substations. The study analyzes the reliability indicators for intra-shop power supply circuits with different types of redundancy: without redundancy; with redundancy at low voltage (LV); with redundancy at medium voltage (MV), without redundancy at LV; and with double redundancy. The reliability parameters of the system are studied, namely the failure rate parameter and the mean time between failures of the circuit when the number of distribution transformers ($N_{\text{дт}}$) changes from 1 to 5, with different rated capacities of 10/0.4 kV shop transformers (from 25 to 2,500 kVA), as well as when the load power and the area of the enterprise change. The obtained results show that the mean time between failures T for the circuit without redundancy is 2.03 and 2.04 times less compared to the circuit with redundancy on the MV and LV, respectively, and 2.09 times less for the circuit with double redundancy. The conducted studies show that it is rational to use the minimum number of distribution transformers $N_{\text{дт}}$, equal to 1 (in the absence of redundancy) or 2, since at $N_{\text{дт}} = 3-5$ the mean time between failures T is minimal and equal to 0.97 years. The research has established that the maximum mean time between failures, equal to 6.01 years, is obtained for the circuit with double redundancy, and the minimum, equal to 0.97 years, is obtained in the absence of redundant elements in the circuit with 5 transformers. The discounted payback period of equipment for 4 scheme options has been calculated and it has been found that the shortest payback period (for a scheme without redundancy) is 7.75 years taking into account inflation equal to 8.6 % per year.

For citation

Petrova, R. M. et al. 2025. Assessment of reliability parameters of power supply systems' schemes of industrial facilities of electrical complexes when changing the load power and area of the facility while performing technical and economic calculations. *Vestnik of MSTU*, 28(4/1), pp. 490–508. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2025-28-4/1-490-508>.

Введение

Обеспечение стабильного и бесперебойного функционирования промышленного производства неразрывно связано с высокой надежностью систем электроснабжения. Основной актуальной задачей исследований в области электроэнергетики является комплексная оценка надежности технических средств и систем. Ее конечная цель – гарантировать безотказную работу электрооборудования на протяжении всего жизненного цикла (*Петрова и др., 2024*). Достижение этой цели предполагает не только разработку теоретических моделей, но и активное исследование, и последующее внедрение на практике инновационных методов, направленных на существенное повышение надежности как отдельных компонентов системы (трансформаторы, коммутационные аппараты, система релейной защиты и автоматики), так и энергетических комплексов предприятий в целом.

Под надежностью электротехнических устройств в современном понимании подразумевается способность устройства выполнять заданные функции с сохранением заданных выходных параметров (ток, напряжение, мощность, изоляционные характеристики, динамические свойства и т. д.) в течение регламентированного периода времени и заданных условиях эксплуатации. Основными свойствами оборудования при этом являются безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость. Снижение риска отказа и поддержание требуемого уровня надежности достигается благодаря многоуровневому подходу, включающему:

- 1) применение научно обоснованных методов хранения, эксплуатации и транспортировки оборудования;
- 2) реализацию эффективных стратегий технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта (ППР);

- 3) внедрение передовых технологий мониторинга и диагностики текущего состояния оборудования в режиме реального времени (системы SCADA, тепловизионный контроль, анализ качества электроэнергии);

- 4) использование методов прогнозирования остаточного ресурса оборудования.

Для обеспечения требуемого уровня надежности электрооборудования на всех стадиях – от проектирования до ввода в эксплуатацию – необходимо соблюдать ряд требований:

- анализ причин отказов оборудования системы, позволяющий выявить слабые звенья;
- оптимизацию режимов работы оборудования с учетом реальных нагрузок и внешних условий для минимизации износа;
- своевременное и технически обоснованное проведение профилактических мероприятий: технического обслуживания и планового ремонта;
- систематический сбор и анализ эксплуатационных данных для корректировки моделей надежности и стратегий обслуживания.

Таким образом, надежность системы электроснабжения промышленного предприятия включает в себя сложные динамические характеристики, требующие постоянного развития методов оценки, диагностики и управления.

Повышение надежности систем электроснабжения промышленных предприятий, совершенствование методов оценки вероятностных характеристик электрооборудования и разработка адекватных диагностических методик сохраняют высокую научно-практическую актуальность. В представленном обзоре проведен анализ ключевых исследований российских и зарубежных ученых, посвященных решению указанных задач.

В работе Берхане А. М. (2015) содержится анализ показателей надежности существующих систем электроснабжения 0,4–66 кВ районов Эритреи и сельского района Гаш Барка.

Ученые (*Васильев и др., 2006*) рассмотрели средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей и показатели аварийности оборудования электрических сетей напряжением 0,38–110 кВ. В работе показана необходимость разработки стратегии по улучшению технического состояния электрических сетей и повышению надежности электроснабжения потребителей.

Как известно, надежность электроснабжения потребителей зависит от надежности всех элементов системы электроснабжения, в том числе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Ученые (*Виноградов и др., 2023*) определили численные значения следующих показателей надежности устройств релейной защиты и автоматики: параметр потока отказов и частоту излишних срабатываний.

Авторами (*Виноградов и др., 2020*) предлагается многопараметрический датчик для мониторинга надежности и качества электроэнергии, совмещающий высокоточные измерения с алгоритмами классификации событий, который апробирован на объектах филиала ПАО "МРСК Центра" – "Орелэнерго". В работе (*Виноградов и др., 2021*) предлагается методика оценки надежности остаточного ресурса высоковольтных выключателей (35–110 кВ), объединяющая анализ механического/электрического износа и диагностику текущего состояния оборудования, которая апробирована на выключателях подстанций филиала ПАО "МРСК Центра" – "Орелэнерго".

Герасимов Д. О. и др. (2020) предлагают подход, объединяющий два наиболее распространенных метода моделирования надежности мультиэнергетических систем, который апробирован на имитационной модели по двум каналам энергоснабжения фрагмента реального энергетического объекта.

Гладких Д. Т. (2021) представил модели надежности для систем электроснабжения объектов нефтедобычи. Комплексное рассмотрение системы электроснабжения и потребителя электрической энергии, имеющего технологическое резервирование, позволило уточнить показатели надежности.

Статья (Гончаров, 2006) посвящена повышению надежности электроснабжения предприятий пищевой промышленности – стратегически важной отрасли, где сбои в энергоснабжении приводят к:

- а) порче скоропортящегося сырья;
- б) остановке технологических линий;
- в) нарушению температурных режимов хранения, что напрямую влияет на безопасность продукции.

Зацепина В. И. (2018) предложила анализ схемы электроснабжения комбината панельного домостроения при разбиении исходной схемы на уровни, которые позволяют установить вероятность планируемых простоев электрооборудования и их длительность.

В работе (Зацепина и др., 2018) отражены основные меры по повышению безотказности работы системы СТАТКОМ в аварийных режимах систем электроснабжения.

В статье (Ившин и др., 2019) произведен расчет надежности блоков станции управления штанговых скважинных насосных установок, которые используются для станков-качалок нефти.

В работе (Романова и др., 2021) исследованы основные внешние воздействия, влияющие на эксплуатационную надежность низковольтных асинхронных электродвигателей, предложены мероприятия по повышению эксплуатационной надежности асинхронных электродвигателей.

Учеными (Савина и др., 2023) рассмотрена проблема надежности функционирования распределительных сетей и реализована методика и алгоритм поиска и принятия решений по повышению режимной надежности путем адаптивного управления электрическими сетями. В работах (Петрова и др., 2024; 2025) проведена оценка параметров надежности схем с двухтрансформаторными подстанциями, выявлены преимущества рационального резервирования, где время наработки на отказ – максимально и составляет 4,2 года для схемы с двойным резервированием.

Ученые (Y. Li et al., 2023) разработали систему моделирования надежности, предназначенную для эффективного управления ресурсами энергии базовых электростанций. В работе предлагается метод анализа, который учитывает надежность электропитания и гарантирует строгое сохранение необходимого резерва для надежного аварийного питания самой станции.

Исследование (Valtchev et al., 2025) посвящено оптимизации надежности электроснабжения с трансформаторными подстанциями 10/0,4 кВ через синтез технических и экономических критериев. Авторами разработана методика выбора резервирования схем электроснабжения при соответствии затрат на оборудование требованиям надежности.

В исследовании (Yu et al., 2024) представлен усовершенствованный алгоритм для улучшения производительности системы с механизмом мгновенного автоматического распознавания аварийных ситуаций в электрической сети с помощью онлайн-управления, что повышает быстродействие системы и надежность электроснабжения в целом.

Таким образом, анализ литературных источников отечественных и зарубежных авторов подтверждает активное развитие методов оценки и повышения надежности систем промышленного электроснабжения и наличие статистических данных о современном оборудовании, необходимых для исследований и технических расчетов.

Цель работы – провести оценку параметров надежности различных вариантов резервирования схем системы электроснабжения с трансформаторными подстанциями среднего и низкого напряжения (далее СН и НН) в отношении потребителей распределительного устройства на низком напряжении (РУНН) при изменении количества и мощности цеховых трансформаторов 10/0,4 кВ, мощности нагрузки и площади территории объекта предприятия. Объектом исследования является система электроснабжения от главной понизительной подстанции (ГПП) до распределительных устройств низкого напряжения промышленных объектов.

Научная и практическая значимость предлагаемого исследования заключается в разработке методики оценки параметров надежности схем систем электроснабжения промышленных объектов при изменении номинальной мощности цеховых трансформаторов, мощности нагрузки объекта и площади территории объектов. Применение полученных результатов рекомендовано для использования при проектировании систем электроснабжения объектов.

Материалы и методы

На рис. 1 представлен общий вид структурной схемы участка системы электроснабжения с обозначением элементов, определяемых по выражениям (1–10).

На рис. 1 приняты следующие обозначения: ИП₁ ... ИП₅ – источники питания 10 кВ; Л.СН₁ ... Л.СН₅ – кабельные линии среднего напряжения (10 кВ); РТ₁ ... РТ₅ – распределительные трансформаторы 10/0,4 кВ; Л.НН₁, Л.НН₂ ... Л.НН_п – кабельные линии низкого напряжения (0,4 кВ); нг₁, нг₂, ... нг_п – нагрузка, питающаяся от распределительных трансформаторов.

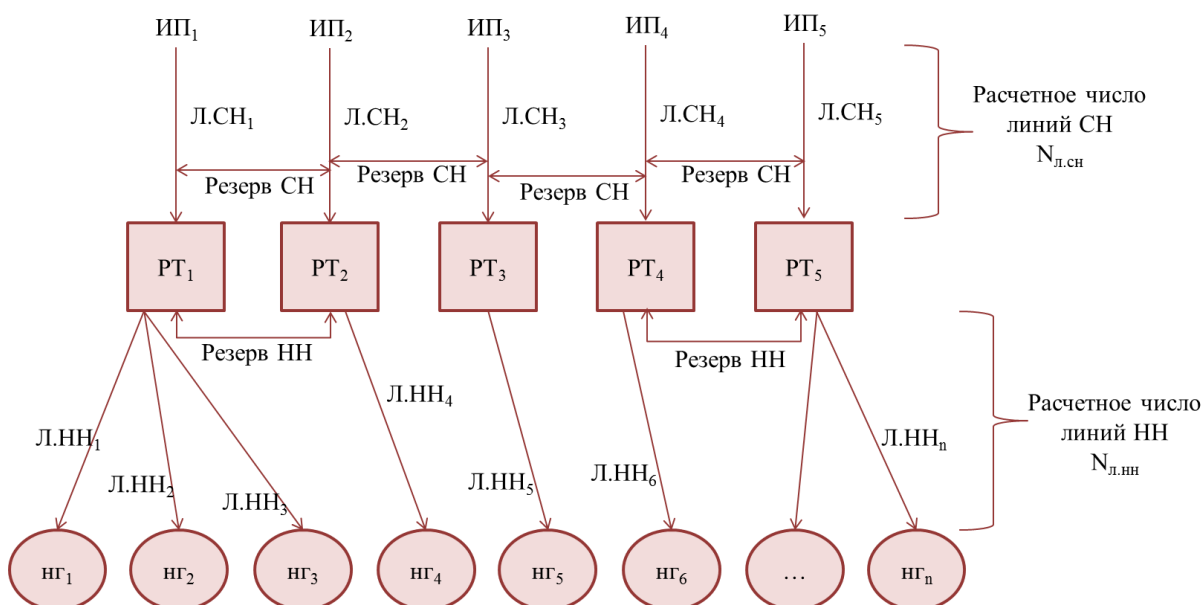


Рис. 1. Общий вид структурной схемы участка системы электроснабжения
Fig. 1. General view of the structural diagram of the power supply system section

Исследуемое число распределительных трансформаторов ($N_{\text{РТ}}$) 10/0,4 кВ, установленных на территории предприятия, питающихся от ИП₁ ... ИП₅ и питающих нагрузку нг₁, нг₂, ..., нг_п (рис. 1)

$$N_{\text{РТ}} = \frac{P_{\text{нг}}}{\cos \phi_{\text{нг}} \cdot K_{\text{зг}} \cdot S_{\text{ТРном}}} = \frac{S_{\text{полн.нг}}}{K_{\text{зг}} \cdot S_{\text{ТРном}}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{нг}}$ – активная мощность нагрузки, кВт; $\cos \phi_{\text{нг}}$ – коэффициент мощности в тах активной нагрузки; $K_{\text{зг}}$ – коэффициент загрузки трансформатора; $S_{\text{ТРном}}$ – единичная номинальная мощность трансформатора, кВА; $S_{\text{полн.нг}}$ – расчетная полная мощность нагрузки, кВА, равная

$$S_{\text{полн.нг}} = \frac{P_{\text{нг}}}{\cos \phi_{\text{нг}}}. \quad (2)$$

Расчетное число КЛ СН, присоединенных к одной секции шин источника питания ИП – СН (рис. 1)

$$N_{\text{Л.СН}} = \frac{N_{\text{РТ}}}{n_{\text{сш}} \cdot N_{\text{РТ.прис}}} = \frac{S_{\text{полн.нг}}}{K_{\text{зг}} \cdot S_{\text{ТРном}} \cdot n_{\text{сш}} \cdot N_{\text{РТ.прис}}}, \quad (3)$$

где $n_{\text{сш}}$ – число секций шин ИП – СН; $N_{\text{РТ.прис}}$ – число распределительных трансформаторов (далее РТ), присоединенных к линии СН, $N_{\text{РТ}} = 1 \dots 5$.

Расчетное число присоединений на 1 секции ИП – СН

$$N_{\text{прис.сш}} = N_{\text{ост}} + N_{\text{Л.СН}} = N_{\text{ост}} + \frac{S_{\text{полн.нг}}}{K_{\text{зг}} \cdot S_{\text{ТРном}} \cdot n_{\text{сш}} \cdot N_{\text{РТ.прис}}}, \quad (4)$$

где $N_{\text{ост}}$ – остальные присоединения (трансформаторов, комплектных конденсаторных установок (ККУ) и прочего), $N_{\text{ост}} = 1 \dots 3$.

Расчетное число линий НН (рис. 1)

$$N_{\text{Л.НН}} = \frac{P_{\text{нг}}}{\cos \phi_{\text{нг}} \cdot S_{\text{ср.нг}}}, \quad (5)$$

где $S_{\text{ср.нг}}$ – средняя мощность нагрузки по всем линиям НН.

Расчетное число присоединений на 1 секции ТП – НН

$$N_{\text{прис.НН}} = N_{\text{ост}} + N_{\text{Л.НН}} = N_{\text{ост}} + \frac{P_{\text{нг}}}{\cos \phi_{\text{нг}} \cdot S_{\text{ср.нг}}}. \quad (6)$$

Число комплектов аппаратов на СН ($N_{\text{компл}}$) равно числу распределительных трансформаторов, присоединенных к КЛ СН: $N_{\text{компл}} = N_{\text{рт}} = 1 \dots 5$.

Число разъединителей на вводах СН ($N_{\text{разъедин}}$) при петлевой схеме с резервированием линии: $N_{\text{разъедин}} = 2 \cdot N_{\text{рт}}$. В петлевой схеме участки линий, связывающие между собой различных потребителей, образуют замкнутый контур (петлю). В нормальных режимах петлевая схема всегда работает в разомкнутом состоянии.

Средняя длина участков кабельных линий (далее КЛ) СН между ТП, км рассчитывается как

$$L_{\text{учКЛ-СН}} = \gamma_{\text{ИП}} \cdot \frac{\sqrt{S_{\text{пр/пр}}}}{\sqrt{N_{\text{ТП}}}}, \quad (7)$$

где $\gamma_{\text{ИП}}$ – коэффициент, учитывающий расположение ИП и ТП, принимаем $\gamma_{\text{ИП}} = 1$; $S_{\text{пр/пр}}$ – общая площадь производственного предприятия, км²; $N_{\text{ТП}}$ – количество трансформаторных подстанций (ТП).

Средняя длина рабочих КЛ СН (от ИП до РТ), км принимается равной средней длине участков КЛ СН между ТП

$$L_{\text{рабКЛ-СН}} = L_{\text{учКЛ-СН}}. \quad (8)$$

Средняя длина резервной КЛ СН (при петлевой схеме электроснабжения), км

$$L_{\text{резерв-СН}} = \gamma_{\text{ИП}} \cdot \frac{\sqrt{S_{\text{пр/пр}}}}{\sqrt{1 + N_{\text{РТ}}}}. \quad (9)$$

Средняя длина радиальных питающих КЛ НН (от ТП до секций шин РУНН), км

$$L_{\text{КЛ-НН}} = \gamma_{\text{ТП}} \cdot \frac{\sqrt{S_{\text{пр/пр}}}}{\sqrt{N_{\text{ТП}}}}, \quad (10)$$

где $\gamma_{\text{ТП}}$ – коэффициент, учитывающий расположение ТП до секций шин РУНН, принимаем $\gamma_{\text{ТП}} = 1$.

При однотрансформаторных подстанциях

$$N_{\text{ТП}} = N_{\text{РТ}}. \quad (11)$$

Преобразуем формулу (10) с учетом (1) и (11) для однотрансформаторных подстанций

$$L_{\text{КЛ-НН}} = \gamma_{\text{ТП}} \cdot \frac{\sqrt{S_{\text{пр/пр}}}}{\sqrt{N_{\text{ТП}}}} = \gamma_{\text{ТП}} \cdot \frac{\sqrt{S_{\text{пр/пр}}}}{\sqrt{\frac{P_{\text{нг}}}{\cos \phi_{\text{нг}} \cdot K_{\text{зг}} \cdot S_{\text{ТРном}}}}} = \gamma_{\text{ТП}} \cdot \frac{\sqrt{S_{\text{пр/пр}} \cdot \cos \phi_{\text{нг}} \cdot K_{\text{зг}} \cdot S_{\text{ТРном}}}}{\sqrt{P_{\text{нг}}}}. \quad (12)$$

Суммарный параметр потока отказов КЛ, $\Sigma \omega_{\text{КЛ}}$, откл./год

$$\begin{aligned} \Sigma \omega_{\text{КЛ}} &= \omega_{\text{КЛ-СН}} + \omega_{\text{КЛ-НН}} = \\ &= \Sigma \omega_{\text{прис-СН}} \cdot L_{\text{КЛ-СН}} + \Sigma \omega_{\text{прис-НН}} \cdot L_{\text{КЛ-НН}} = \\ &= \Sigma \omega_{\text{прис-СН}} \cdot (L_{\text{учКЛ-СН}} + L_{\text{рабКЛ-СН}} + L_{\text{резерв-СН}}) + \\ &\quad + \Sigma \omega_{\text{прис-НН}} \cdot L_{\text{КЛ-НН}}, \end{aligned} \quad (13)$$

где $\Sigma \omega_{\text{прис-СН}}$ и $\Sigma \omega_{\text{прис-НН}}$ – суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ СН и НН соответственно, откл./год.

Основные показатели надежности элементов схемы электроснабжения

1. Значение параметра потока отказов схемы $\omega(t)$

$$\omega_{\text{схемы}}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Q(t, t + \Delta t)}{\Delta t} \quad (14)$$

определяется вероятностью появления отказа схемы $Q(t, \Delta t)$ в интервале времени $t, \Delta t$.

2. Вероятность безотказной (исправной) работы схемы P

$$P = e^{-\omega_{\text{схемы}}}, \quad (15)$$

где $\omega_{\text{схемы}}$ – параметр потока отказов схемы.

3. Вероятность появления отказа схемы

$$Q = 1 - P = 1 - e^{-\omega_{\text{схемы}}}. \quad (16)$$

4. Время наработки на отказ схемы

$$T_{\text{нар.отк.}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}}. \quad (17)$$

На рис. 2 представлена блок-схема алгоритма выполнения расчетов.

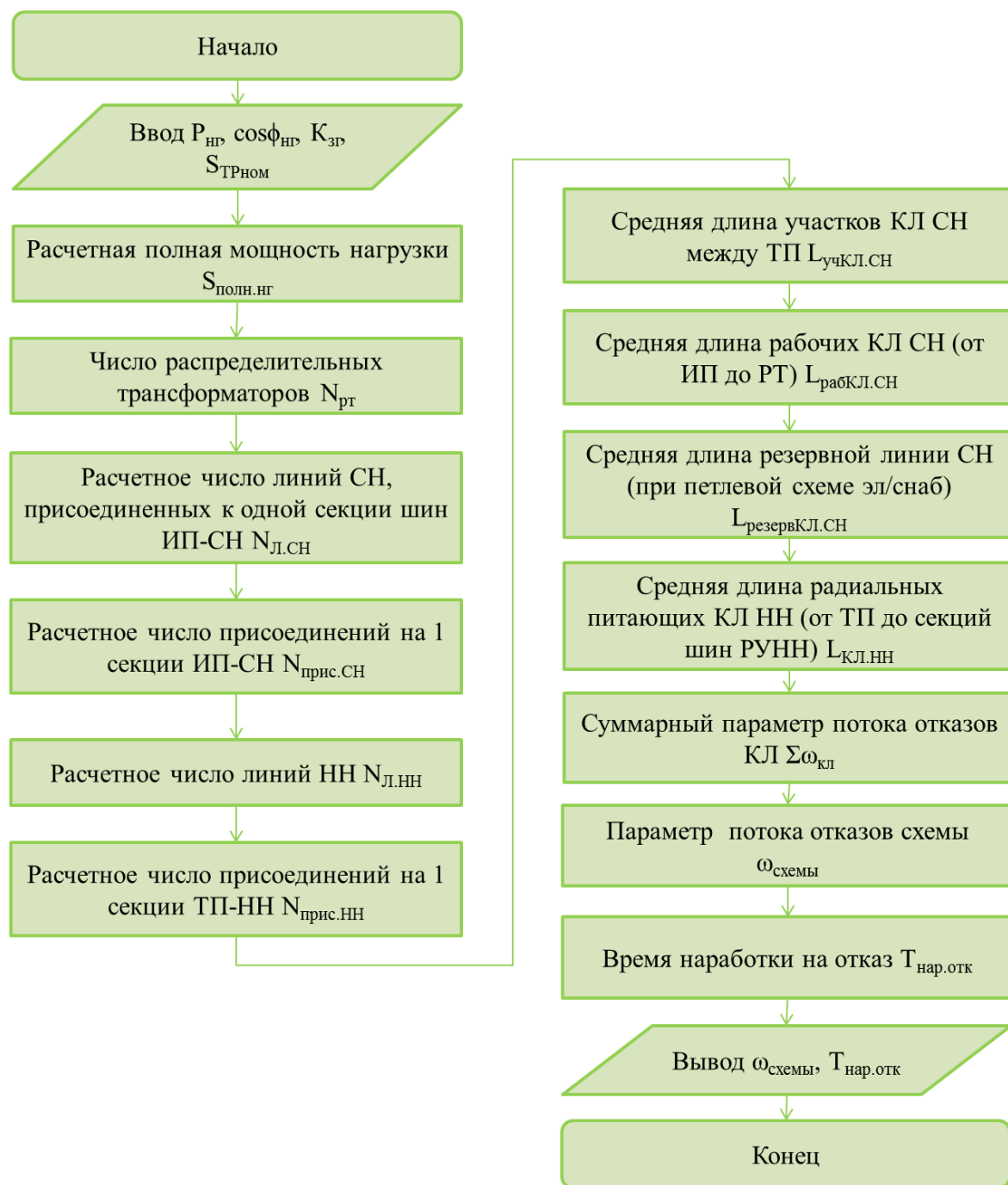


Рис. 2. Блок-схема алгоритма выполнения расчетов
Fig. 2. Block diagram of the calculation algorithm

Исследуем возможные виды резервирования электрических схем:

- 1) схема без резервирования;
- 2) схема с резервной линией НН (включающей автоматические выключатели АВ₃ и АВ₄);
- 3) схема с резервной линией СН (установка разъединителей РЗ₁ и РЗ₂ и выключателя В₃), без резервирования на НН;
- 4) схема с двойным резервированием: резервными линиями СН и НН (предусматривающим установку разъединителей РЗ₁ и РЗ₂, выключателя В₃ на СН и автоматических выключателей АВ₃ и АВ₄ на НН).

На рис. 3 показан участок петлевой схемы электроснабжения. Петлевая схема электроснабжения – это способ организации электрической сети, при котором потребители подключаются к источникам питания по кольцевой структуре. Иными словами, питание подается через КЛ, образующие замкнутый контур. Такая

топология обеспечивает наличие альтернативных путей передачи электроэнергии между источниками питания и потребителями, что способствует повышению надежности и устойчивости системы за счет возможности перенаправления токов при аварийных ситуациях, повреждениях или отключениях отдельных участков сети. Использование петлевых схем позволяет реализовать режимы автоматического переключения и резервирования, а также оптимизировать эксплуатационные параметры системы электроснабжения.

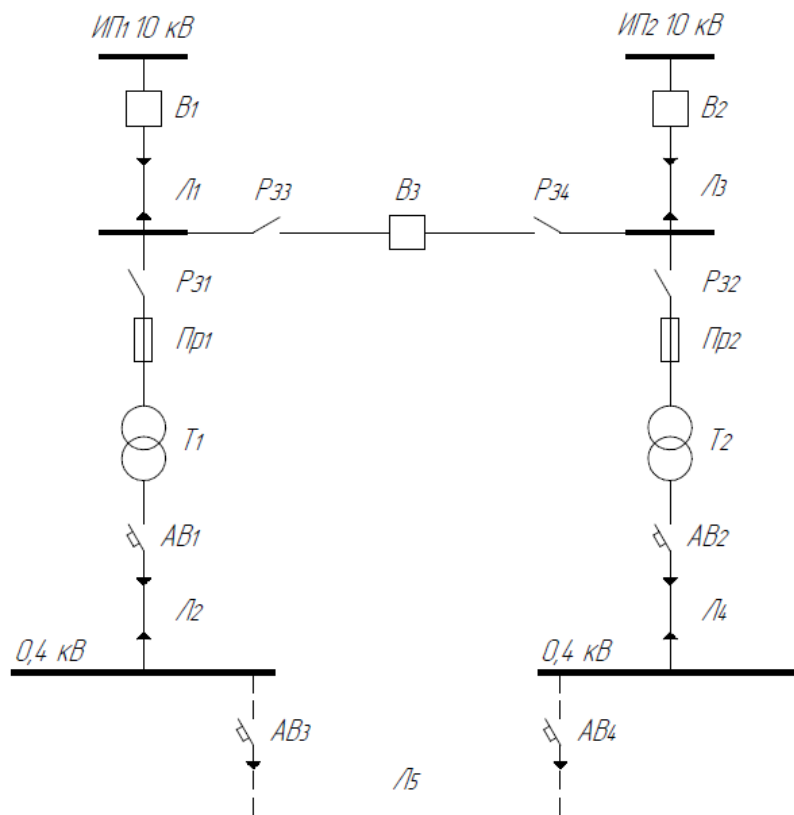


Рис. 3. Схема части системы электроснабжения с двойным резервированием

Fig. 3. Diagram of a part of the power supply system with double redundancy

Резервирование в электроснабжении – это комплекс мер, направленных на повышение надежности электропитания путем создания избыточности в системе. Это означает наличие дополнительных источников, линий электропередачи или оборудования, которые могут взять на себя нагрузку в случае выхода из строя основных. Различают постоянное резервирование и резервирование замещением. Постоянное резервирование – резервирование, при котором резервный элемент функционирует наравне с основным. При этом различие между основным и резервным элементами является условным. Резервирование замещением – резервирование, при котором резервный элемент вводится в работу только после отказа или вывода в планово-предупредительный ремонт основного элемента.

Исходные данные для расчетов:

- расчетная активная мощность нагрузки на НН $P_{\text{нг}} = 1,2 \cdot 10^3$ кВт;
- коэффициент мощности в тах активной нагрузки НН $\cos \varphi_{\text{нг}} = 0,92$;
- коэффициент загрузки $k_{\text{зг}} = 0,8$;
- общая площадь предприятия $S_{\text{пр/пр}} = 0,75$ км².

В табл. 1 представлены технические характеристики исследуемого оборудования, а также расчетные значения параметров потока отказов элементов схемы ω , откл./год, и времени наработки на отказ $T_{\text{нар.отк}}$, год, полученные на основе данных анализа каталогов продукции компаний, специализирующихся на производстве электротехнического высоковольтного оборудования и аппаратуры: ООО "Высоковольтный союз", ООО ТД "Ункомтех" (кабельно-проводниковая продукция), ООО "Элтехком" (высоковольтное оборудование), ЗАО "КЭАЗ" (электротехническая продукция) и ООО "Техэксп", а также поставщиков кабельно-проводниковой продукции "Эксперт-кабель". Полученные результаты позволяют выявить потенциальные слабые звенья и разработать мероприятия по повышению эксплуатационной надежности и устойчивости системы электроснабжения.

Таблица 1. Исходные данные исследуемого оборудования
Table 1. Initial data of the investigated equipment

Элементы схемы, их обозначение	Марка, производитель ¹	ω – параметр потока отказов, откл./год	$T_{\text{нар.отк}}$ – время наработки на отказ, год
Вакуумные выключатели: B_1, B_2, B_3	ВРС-10, ООО "Высоковольтный союз", г. Москва, Екатеринбург	0,015	66,67
Кабельные линии 10 кВ: L_1, L_3	СКЛ-10кВ, сечение $S = 70 \text{ мм}^2$, длина 20 м, ООО ТД "Ункомтех", г. Иркутск	0,002	500
Резервная перемычка на 10 кВ	СКЛ-10кВ, сечение $S = 70 \text{ мм}^2$, длина 20 м, ООО ТД "Ункомтех"	0,002	500
Разъединители: $P_{31}, P_{32}, P_{33}, P_{34}$	РЛНД1-10-УХЛ1, АО "Курский электроаппаратный завод" (КЭАЗ), г. Курск	0,038	26,32
Предохранители: $Пр_1, Пр_2$	ПКТ-101-У1, "КЭАЗ"	0,05	20
Силовые трансформаторы: T_1, T_2	ТМ-1600/10/0,4, ООО "Элтехком", г. Нижний Новгород	0,015	66,67
Автоматические выключатели: AB_1, AB_2	ВА51-39, "КЭАЗ"	0,051	19,61
Кабельные линии 0,4 кВ: L_2, L_4	АВВГ-0,4 кВ, сечение $S = 16 \text{ мм}^2$, длина 5 м, "Эксперт-кабель", г. Орел, Москва, Екатеринбург	0,013	76,92
Резервная перемычка на 0,4 кВ: L_5	АВВГ-0,4 кВ, сечение $S = 4 \text{ мм}^2$, длина 2 м, "Эксперт-кабель"	0,0052	192,31
AB_3, AB_4	ВА51-35, "КЭАЗ"	0,051	19,61
Шкаф РУНН 0,4 кВ	КТП-1600 кВА, ООО "Техэкспо", г. Казань	0,001	1000

Результаты и обсуждение

В табл. 2 приведены результирующие значения параметров потоков отказов $\omega_{\text{схемы}}$, откл./год, и времени наработки на отказ $T_{\text{нар.отк}}$, год, для 4 вариантов схем электроснабжения с учетом различных видов резервирования.

Таблица 2. Результирующие значения параметров потоков отказов и времени наработки на отказ для 4 вариантов схем электроснабжения
Table 2. The resulting values of the parameters of fault flows and operating time for failure for 4 variants of power supply schemes

Вид схемы участков внутрицеховых систем электроснабжения с учетом различных видов резервирования	Результирующее значение параметров потоков отказов схем $\omega_{\text{схемы}}$, откл./год	Расчетное значение времени наработки на отказ схемы $T_{\text{нар.отк}}$, год
1. Схема без резервирования	0,278	3,59
2. Схема с резервной линией НН (включающей автоматические выключатели AB_3 и AB_4)	0,137	7,29
3. Схема с резервной линией СН (установка разъединителей P_{31} и P_{32} и выключателя B_3), без резервирования на НН	0,136	7,35
4. Схема с двойным резервированием: резервными линиями СН и НН (предусматривающим установку разъединителей P_{31} и P_{32} , выключателя B_3 и автоматических выключателей AB_3 и AB_4)	0,133	7,51

¹ Каталог продукции электротехнического высоковольтного оборудования и аппаратуры ООО "Высоковольтный Союз": сайт. URL: <https://www.vsoyuz.com/> (дата обращения: 30.08.2025) ; Каталог кабельно-проводниковой продукции ООО ТД "Ункомтех": сайт. URL: <https://www.uncomtech.ru/> (дата обращения: 30.08.2025) ; Каталог продукции компании "Элтехком": сайт. URL: <https://eltexkom.com/silovye-transformatory/> (дата обращения: 30.08.2025) ; Каталог электротехнической продукции КЭАЗ: сайт. URL: <https://keaz.ru/catalog> (дата обращения: 30.08.2025) ; Каталог производителя оборудования ООО "Техэкспо": сайт. URL: <https://tech-expo.ru/> (дата обращения: 30.08.2025) ; Каталог кабельно-проводниковой продукции "Эксперт-кабель": сайт. URL: <https://expert-cable.ru/catalog/> (дата обращения: 30.08.2025).

Исследуем параметры надежности системы (рис. 3) при изменении числа распределительных трансформаторов ($N_{рт}$) от 1 до 5, а также при различной мощности цеховых трансформаторов 10/0,4 кВ ($S_{ТРном}$ от 25 до 2 500 кВА).

В табл. 3 приведены максимальные значения времени наработки на отказ $T_{нар.отк}$ для 4 рассмотренных вариантов схем электроснабжения, соответствующие оптимальным значениям номинальной мощности трансформаторов $S_{ТРном}$. Оптимальное значение номинальной мощности трансформаторов $S_{ТРном}$, кВА – это величина номинальной мощности силового трансформатора, при которой система электроснабжения достигает наилучших показателей надежности (минимального значения параметра потока отказов ω и максимального времени наработки на отказ $T_{нар.отк}$) при заданных режимах эксплуатации оборудования.

Таблица 3. Максимальные значения времени наработки на отказ $T_{нар.отк}$, соответствующие оптимальным значениям номинальной мощности трансформаторов $S_{ТРном}$

Table 3. The maximum values of the operating time for failure T , corresponding to the optimal values of the nominal power of transformers S_{TRnom}

Кол-во трансформаторов, $N_{рт}$	Схема без резервирования		Схема с резервированием на низком напряжении (НН)		Схема с резервированием на среднем напряжении (СН), без резервирования на НН		Схема с двойным резервированием на СН и НН	
	$T_{нар.отк}$, год	$S_{ТРном}$, кВА	$T_{нар.отк}$, год	$S_{ТРном}$, кВА	$T_{нар.отк}$, год	$S_{ТРном}$, кВА	$T_{нар.отк}$, год	$S_{ТРном}$, кВА
1	3,82	2 500	—	—	—	—	—	—
2	2,21	1 600	5,73	1 250	5,79	1 250	6,01	1 250
3	1,56	1 250	4,48	1 000	4,54	1 000	4,74	1 000
4	1,20	1 000	3,54	630	3,59	630	3,75	630
5	0,97	630	2,85	400	2,89	400	3,01	400

Данные табл. 3 показывают, что при увеличении количества трансформаторов $N_{рт}$ с 1 до 5 оптимальная номинальная мощность $S_{ТРном}$ уменьшается с 2 500 до 400 кВА. $S_{ТРном} = 1 250$ кВА – это расчетная мощность трансформатора для схемы с двойным резервированием на СН и НН, при которой схема системы электроснабжения имеет максимальное значение времени наработки на отказ (6,01 года).

Максимальное время наработки на отказ $T_{нар.отк} = 6,01$ года достигается в схеме с двойным резервированием и двумя трансформаторами мощностью 1 250 кВА, минимальное время наработки на отказ – 0,97 года – при отсутствии резервирования и использовании 5 трансформаторов с $S_{ТРном} = 630$ кВА.

Далее:

- 1) увеличиваем активную мощность нагрузки НН $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт;
- 2) увеличиваем площадь территории объекта предприятия $s_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25–0,5 км²;
- 3) увеличиваем активную мощность нагрузки НН $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^6$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт и $s_{пр/пр}$ с 0,5 до 2 км²

одновременно.

Увеличиваем активную мощность нагрузки НН $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт.

Увеличение активной нагрузки $P_{нг}$ наблюдается в следующих случаях:

- 1) при увеличении коэффициента загрузки $K_{зг}$ от 0,2 до 0,8;
- 2) при увеличении количества распределительных трансформаторов $N_{рт}$ от 1 до 5;
- 3) при увеличении номинальной мощности трансформаторов $S_{ТРном}$ с 25 до 2 500 кВА.

На рис. 4 приведены графические зависимости $T_{нар.отк}$ схем при различной номинальной мощности цеховых трансформаторов 10/0,4 кВ ($S_{ТРном} = 25$ –2 500 кВА) и увеличении активной мощности нагрузки НН с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт.

Графические зависимости (рис. 4, а–г) показывают, что при увеличении мощности нагрузки $P_{нг}$ отказ $T_{нар.отк}$ уменьшается, что объясняется следующими условиями:

- 1) увеличивается расчетное число КЛ НН $N_{л.нн}$ по формуле (5): для $S_{ТРном} = 250$ кВА с 4 до 7, а для $S_{ТРном} = 1 000$ кВА – с 1 до 2, следовательно, добавляются новые коммутационные аппараты НН;
- 2) увеличивается расчетное число присоединений на 1 секции ТП – НН $N_{прис.нн}$ по формуле (6): для $S_{ТРном} = 250$ кВА с 6 до 9, для $S_{ТРном} = 1 000$ кВА – с 3 до 4;
- 3) увеличивается суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ НН $\Sigma\omega_{прис.нн}$: для $S_{ТРном} = 250$ кВА с 0,1 до 0,2 откл./год;
- 4) увеличивается суммарный параметр потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{кл}$ по формуле (13): для $S_{ТРном} = 250$ кВА с 0,219 до 0,309 откл./год, для $S_{ТРном} = 1 000$ кВА – с 0,161 до 0,176 откл./год;
- 5) увеличивается параметр потока отказов схемы $\omega_{схемы}$: для схемы без резервирования и $S_{ТРном} = 250$ кВА с 0,4025 до 0,4925 откл./год, для $S_{ТРном} = 1 000$ кВА – с 0,3448 до 0,3601 откл./год;
- 6) уменьшается $T_{нар.отк}$ по формуле (17): для схемы без резервирования и $S_{ТРном} = 250$ кВА с 2,48 до 2,03 года, для $S_{ТРном} = 1 000$ кВА – с 2,90 до 2,78 года.

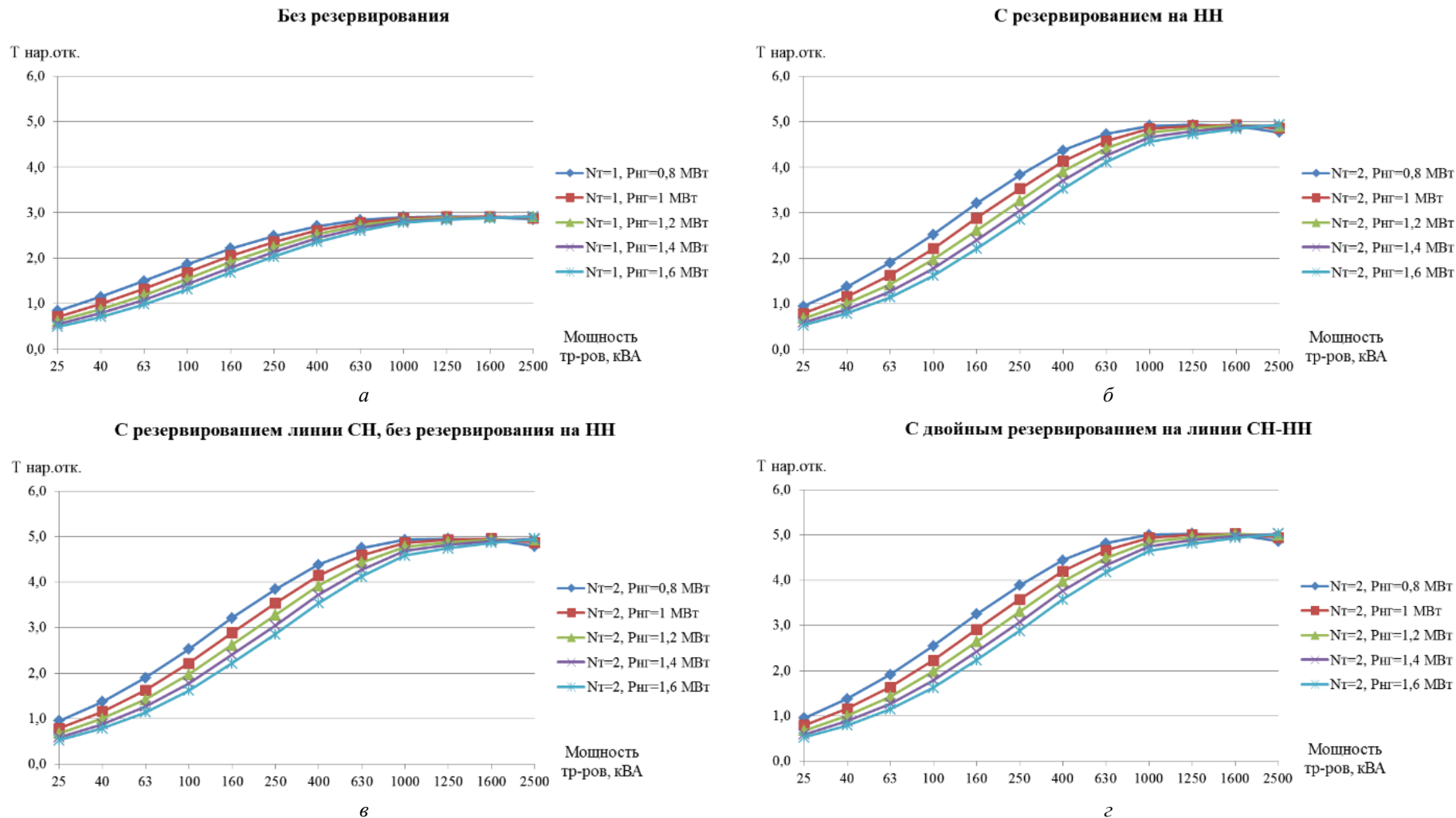


Рис. 4. Графические зависимости времени наработки на отказ для различных видов резервирования схем от номинальной мощности цеховых трансформаторов $S_{\text{Трном}} = 25\text{--}2\,500$ кВА при изменении активной мощности нагрузки НН: а – без резервирования, $N_t = 1$; б – с резервированием на НН, $N_t = 2$; в – с резервированием на СН, $N_t = 2$; г – с двойным резервированием, $N_t = 2$

Fig. 4. Graphical dependences of MTBF of different types of redundancy schemes on rated capacity of shop transformers S_{Trnom} from 25 to 2 500 kVA at change of active power of load on LV: а – without redundancy, $N_t = 1$; б – with redundancy on LV, $N_t = 2$; в – with redundancy on MV, $N_t = 2$; г – with double redundancy, $N_t = 2$

Исследуем параметры надежности при увеличении площади территории объекта $S_{пр/пр}$. Увеличение $S_{пр/пр}$ рассматривается при исследовании промышленного предприятия электротехнического комплекса большей мощности при одинаковом наборе электрооборудования с аналогичным технологическим процессом.

При увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25–0,5 км² увеличивается средняя длина КЛ по формулам (7), (8), (9) и (10). На графике (рис. 5) приведены графические зависимости средней длины КЛ от $S_{пр/пр}$ для различных $S_{ТРном} = 25–2\,500$ кВА.

Средняя длина кабельных линий

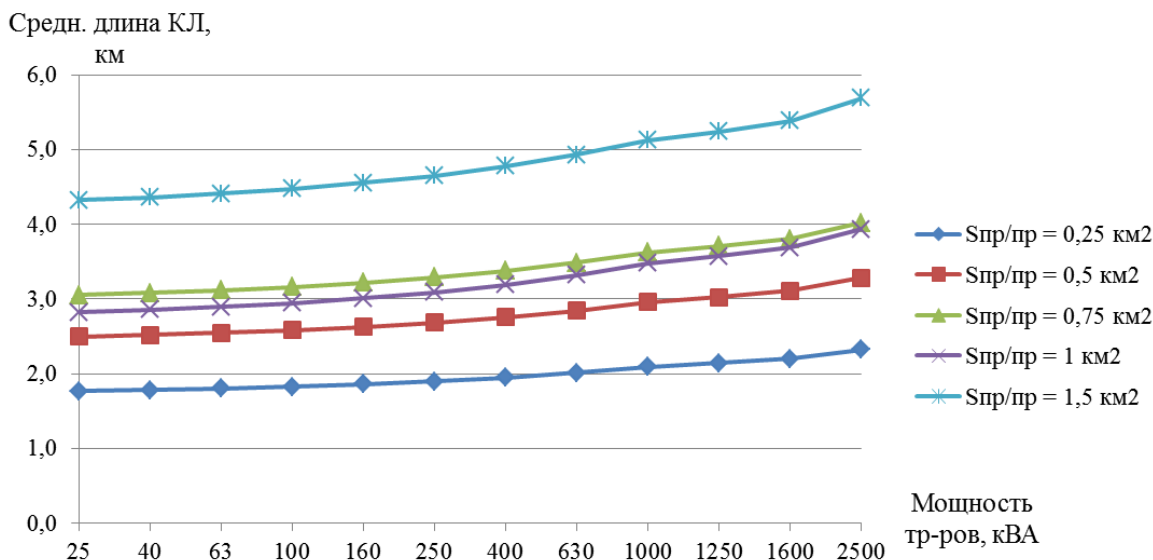


Рис. 5. Графические зависимости суммарной длины кабельных линий от номинальной мощности цеховых трансформаторов 25–2 500 кВА при увеличении площади территории объекта предприятия
Fig. 5. Graphic dependencies of the total length of cable lines on the nominal power of shop transformers $S_{ТРном}$ from 25 to 2 500 kVA with changes in the area of the enterprise facility

Графические зависимости (рис. 5) показывают, что средняя длина КЛ увеличивается в 2,455 раза при увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км² на 300 % (например, для $S_{ТРном} = 1\,000$ кВА с 2,09 км до 5,13 км). Это объясняется увеличением средней длины радиальных питающих КЛ НН (от ТП до РУНН) по формулам (10) и (12).

Далее рассчитаем суммарный параметр потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{кл}$ по формуле (13) при увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км², а также для различных $S_{ТРном} = 25–2\,500$ кВА.

Например, суммарный параметр потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{кл}$ для $S_{ТРном} = 25$ кВА и $S_{пр/пр} = 1,5$ км²

$$\begin{aligned}\Sigma\omega_{кл} &= \omega_{л.СН} + \omega_{л.НН} = \\ &= \Sigma\omega_{прис.СН} \cdot L_{СН} + \Sigma\omega_{прис.НН} \cdot L_{НН} = \Sigma\omega_{прис.СН} \cdot \\ &\cdot (L_{уч.СН} + L_{раб.СН} + L_{рез.СН}) + \Sigma\omega_{прис.НН} \cdot (L_{НН} + L_{Л.НН}) = \\ &= 0,2 \cdot (0,87 + 1,73 + 0,71) + 1,4 \cdot (0,87 + 0,15) = 2,038, \text{ откл./год.}\end{aligned}$$

Суммарный параметр потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{кл}$ для $S_{ТРном} = 1\,000$ кВА и $S_{пр/пр} = 0,25$ км²

$$\begin{aligned}\Sigma\omega_{кл} &= \omega_{л.СН} + \omega_{л.НН} = \\ &= \Sigma\omega_{прис.СН} \cdot L_{СН} + \Sigma\omega_{прис.НН} \cdot L_{НН} = \Sigma\omega_{прис.СН} \cdot \\ &\cdot (L_{уч.СН} + L_{раб.СН} + L_{рез.СН}) + \Sigma\omega_{прис.НН} \cdot (L_{НН} + L_{Л.НН}) = \\ &= 0,2 \cdot (0,35 + 0,71 + 0,29) + 1,4 \cdot (0,35 + 0,06) = 0,097, \text{ откл./год.}\end{aligned}$$

На рис. 6 приведены графические зависимости изменения суммарного параметра потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{кл}$ от номинальной мощности трансформаторов, показывающие, что при увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км², т. е. на 300 % параметр потока отказов КЛ увеличивается в 2,449 раза для $S_{ТРном} = 25$ кВА.

Вид графиков (рис. 6) обусловлен следующими факторами:

- 1) при увеличении $S_{ТРном} = 25–2\,500$ кВА уменьшается расчетное число линий СН, присоединенных к одной секции шин источника питания ИП – СН по формуле (3) с 17 до 1;
- 2) уменьшается расчетное число присоединений на 1 секции ИП – СН по формуле (4) с 19 до 3;

- 3) уменьшается расчетное число КЛ НН по формуле (5) с 53 до 1;
- 4) уменьшается расчетное число присоединений на 1 секции ТП – НН по формуле (6) с 55 до 3;
- 5) увеличивается средняя длина радиальных питающих КЛ НН (от ТП до РУНН) по формулам (10) и (12) с 0,06 до 0,62 км;
- 6) уменьшается суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ СН и НН $\Sigma\omega_{\text{прис.СН}}$ с 0,2 до 0 откл./год и $\Sigma\omega_{\text{прис.НН}}$ с 1,4 до 0,1 откл./год, что следует из (2) и (4) пунктов алгоритма;
- 7) уменьшается суммарный параметр потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{\text{кл}}$ по формуле (13) с 0,832 до 0,093 откл./год.

Суммарный параметр потока отказов кабельных линий

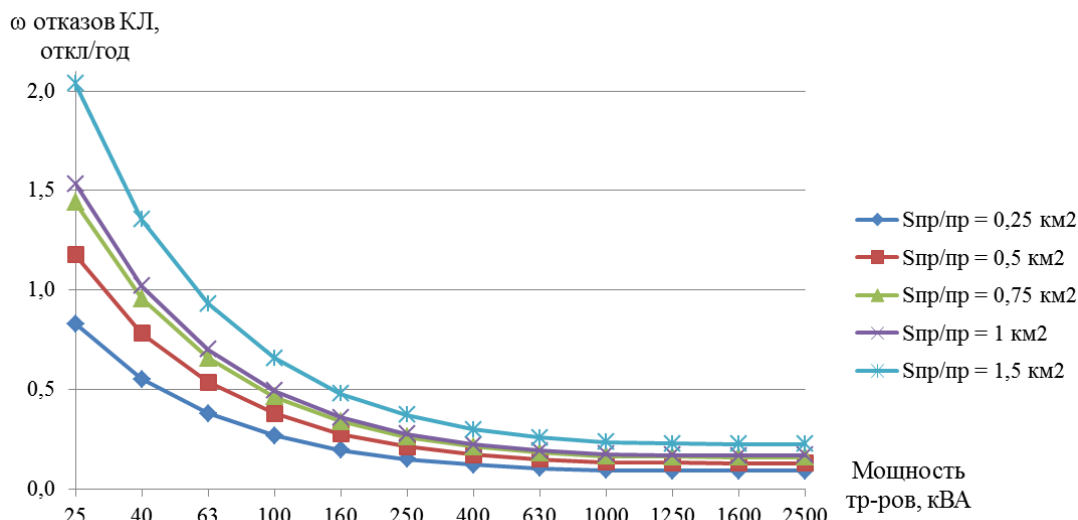


Рис. 6. Графические зависимости суммарного параметра потока отказов кабельных линий от номинальной мощности цеховых трансформаторов 25–2 500 кВА в функции изменения площади территории объекта предприятия

Fig. 6. Graphic dependencies of the total parameter of the cable line failure flow on the nominal power of shop transformers $S_{\text{TRном}}$ from 25 to 2 500 kVA in the function of changing the area of the enterprise's facility

На рис. 7 приведены графические зависимости $T_{\text{нар.отк}}$ схем от номинальной мощности трансформаторов 10/0,4 кВ ($S_{\text{ТРном}} = 25\text{--}2\,500 \text{ кВА}$) при увеличении $s_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25–0,5 км².

Графические зависимости (рис. 7, а–г) показывают, что при увеличении площади территории объекта предприятия $s_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 1,5 км² $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается, что объясняется следующими условиями:

- 1) увеличивается средняя длина радиальных питающих КЛ НН $L_{\text{нн}}$ по формулам (10) и (12) с 0,35 до 0,87 км;
- 2) увеличивается суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ НН $\Sigma\omega_{\text{прис.НН}}$ для $S_{\text{ТРном}} = 250 \text{ кВА}$ с 0,1 до 0,2 откл./год;
- 3) увеличивается суммарный параметр потока отказов КЛ $\Sigma\omega_{\text{кл}}$ по формуле (13) для $S_{\text{ТРном}} = 250 \text{ кВА}$ с 0,152 до 0,372 откл./год;
- 4) увеличивается параметр потока отказов схемы $\omega_{\text{схемы}}$ для схемы без резервирования и $S_{\text{ТРном}} = 250 \text{ кВА}$ с 0,3361 до 0,5565 откл./год;
- 5) уменьшается $T_{\text{нар.отк}}$ по формуле (17) для схемы без резервирования и $S_{\text{ТРном}} = 250 \text{ кВА}$ с 2,98 до 1,8 года.

На рис. 8 приведены графические зависимости $T_{\text{нар.отк}}$ схем с различной номинальной мощностью цеховых трансформаторов 10/0,4 кВ ($S_{\text{ТРном}} = 25\text{--}2\,500 \text{ кВА}$) при увеличении активной мощности нагрузки на НН с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3 \text{ кВт}$ с шагом $0,2 \cdot 10^3 \text{ кВт}$ и $s_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 2 км² с шагом 0,25–0,5 км².

Графические зависимости (рис. 8, а–г) показывают, что параметры надежности схемы зависят от расчетной активной мощности нагрузки на НН $P_{\text{н}}$, от количества распределительных трансформаторов $N_{\text{рт}}$ и их номинальной мощности $S_{\text{ТРном}}$ и общей площади территории объекта $s_{\text{пр/пр}}$.

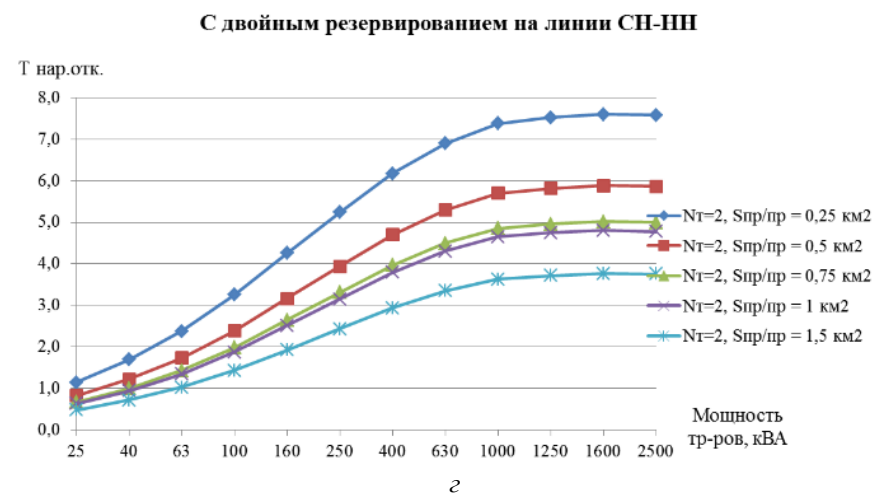
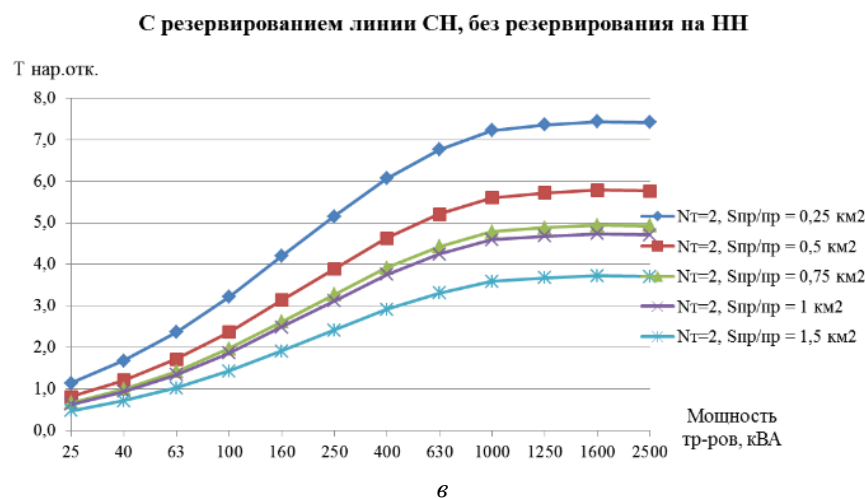
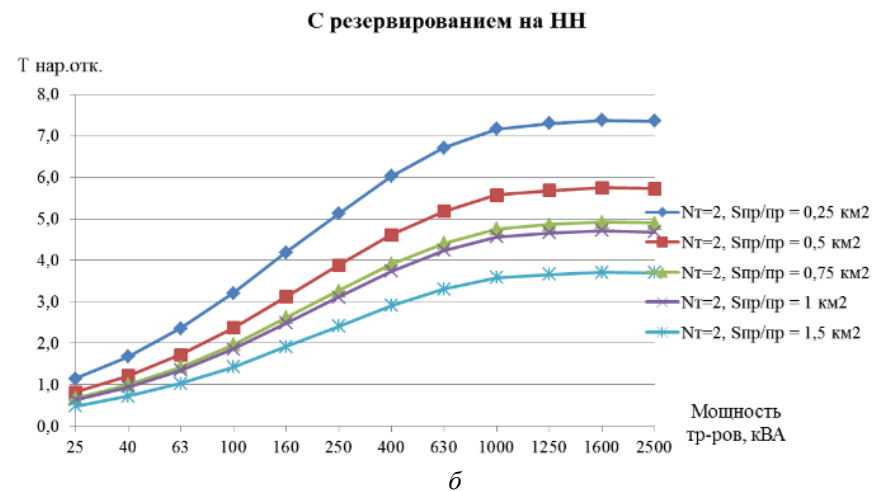
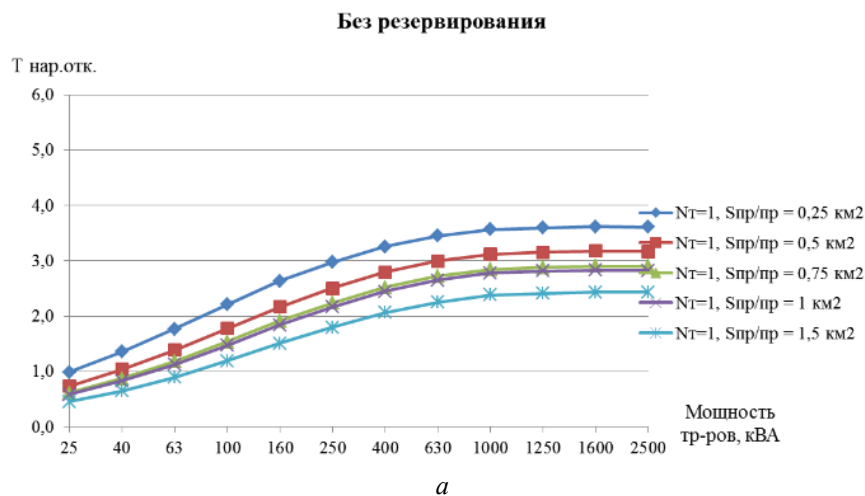


Рис. 7. Графические зависимости времени наработки на отказ для схем с различными видами резервирования от номинальной мощности цеховых трансформаторов $S_{\text{Трном}} = 25\text{--}2\,500$ кВА при изменении площади территории объекта предприятия: *a* – без резервирования, $N_t = 1$; *б* – с резервированием на НН, $N_t = 2$; *в* – с резервированием на СН, $N_t = 2$; *г* – с двойным резервированием, $N_t = 2$

Fig. 7. Graphical dependences of MTBF of different types for circuits with different types of redundancy on the nominal power of shop transformers $S_{\text{Трном}}$ from 25 to 2,500 kVA with a change in the area of the enterprise facility: *a* – without redundancy, $N_t = 1$; *б* – with redundancy on LV, $N_t = 2$; *в* – with redundancy on MV, $N_t = 2$; *г* – with double redundancy, $N_t = 2$

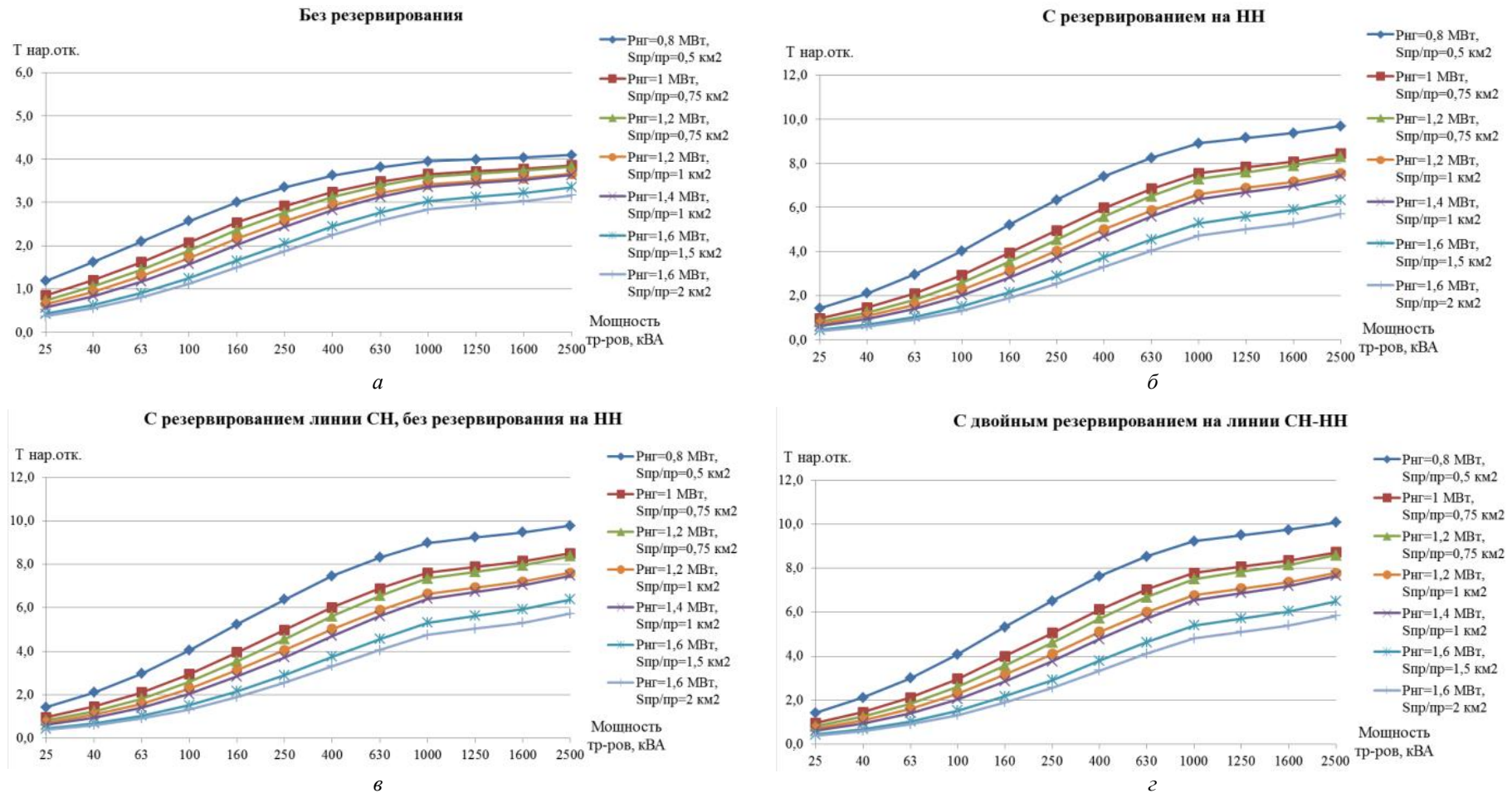


Рис. 8. Графические зависимости времени наработки на отказ для различных видов резервирования схем от номинальной мощности цеховых трансформаторов $S_{\text{ТРном}} = 25\text{--}2\,500$ кВА при изменении активной мощности нагрузки на НН и площади территории объекта предприятия:

a – без резервирования, $N_t = 1$; $б$ – с резервированием на НН, $N_t = 2$; $в$ – с резервированием на СН, $N_t = 2$; $г$ – с двойным резервированием, $N_t = 2$

Fig. 8. Graphical dependences of MTBF for various types of redundancy schemes on rated capacity of shop transformers $S_{\text{ТРном}}$ from 25 to 2 500 kVA at change of active power of load on LV and the area of the enterprise facility: a – without redundancy, $N_t = 1$; $б$ – with redundancy on LV, $N_t = 2$; $в$ – with redundancy on MV, $N_t = 2$; $г$ – with double redundancy, $N_t = 2$

Рассчитаем срок окупаемости ввода в эксплуатацию оборудования для различных видов резервирования схем (рис. 3, 9). На рис. 9 приведена схема с двумя однотрансформаторными подстанциями без резервирования.

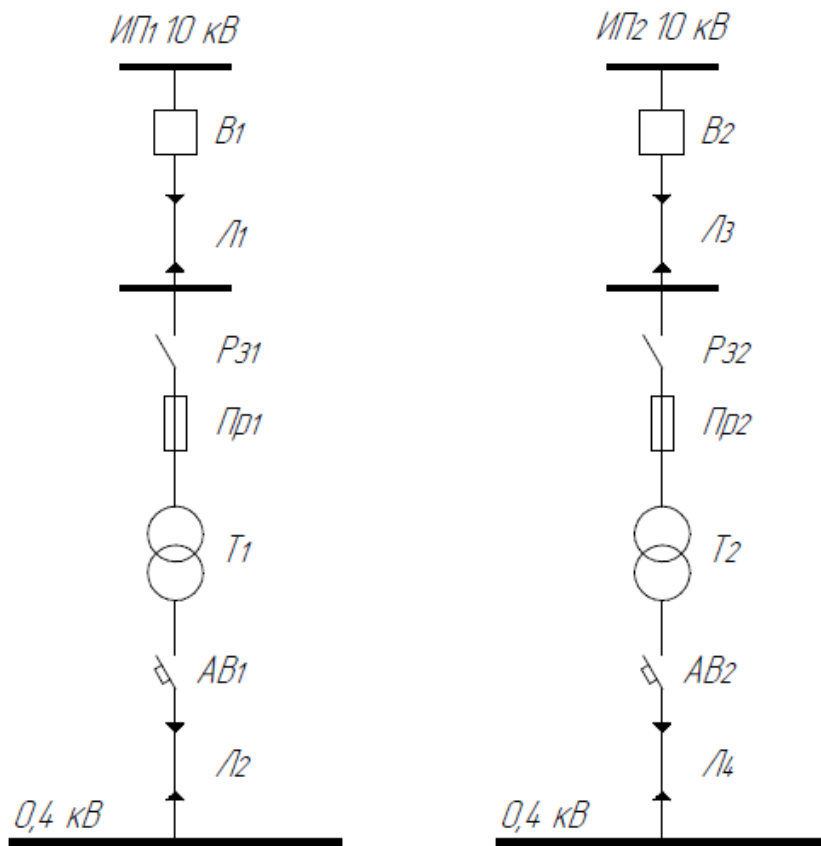


Рис. 9. Схема с 2 однотрансформаторными подстанциями при отсутствии резервирования
Fig. 9. Scheme of two single-transformer substations without redundancy

Суммарная стоимость капитальных вложений в оборудование схемы C_{Σ} , руб.

$$C_{\Sigma} = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (18)$$

где C_1, C_2, C_3, C_n – стоимость оборудования последовательно соединенных элементов схемы, руб., например: $B_1, L_1, P_{31}, Pr_1, T_1, AB_1$ и L_2 – рис. 9.

Примем известными временной интервал простого срока окупаемости и дисконтированного срока окупаемости оборудования схемы. Простой срок окупаемости (далее ПСО) не учитывает динамику стоимости финансовых затрат во времени. При этом дисконтированный срок окупаемости (далее ДСО) учитывает динамику стоимости финансовых затрат во времени введением коэффициента дисконтирования. Данный метод позволяет повысить достоверность результатов расчетов.

Дисконтированный срок окупаемости, руб.

$$ДСО = \frac{C_{\Sigma}}{Ср.год_{д.п}}, \quad (19)$$

где C_{Σ} – суммарная стоимость капитальных вложений в оборудование схемы, руб.; $Ср.год_{д.п}$ – среднегодовой денежный поток, руб.

Величина среднегодового денежного потока $Ср.год_{д.п}$, руб. – суммарные годовые финансовые поступления и суммарные выплаты финансовых средств в результате производственной деятельности промышленного предприятия

$$Ср.год_{д.п} = \frac{Пр_{д.п.пр/пр}}{(1 + K_d)^t}, \quad (20)$$

где $Пр_{д.п.пр/пр}$ – предполагаемый денежный поток промышленного предприятия, руб./год; K_d – доля ставки дисконтирования, % за период времени t .

Расчет дисконтированного срока окупаемости (ДСО), год за 7 лет для схемы с 2 однотрансформаторными подстанциями без резервирования (рис. 9)

Результирующая стоимость оборудования схемы составляет 4,5 млн рублей (из них – стоимость 1 трансформатора ТМ-1600/10/0,4 = 1 476 000 руб.). В результате сбыта произведенной продукции предприятие планирует получать 2 018 тыс. руб. предполагаемой прибыли в год. Ставка дисконтирования – 10 %. Время наблюдения $t = 7$ лет.

$$ДСО = \frac{C_{\Sigma}}{Ср.год.дп} = \frac{C_{\Sigma}}{\frac{Пр_{д.п.пр/пр}}{(1+\kappa_{\partial})^t}} = \frac{4\,500\,000}{\frac{2\,018\,000}{(1+0,1)^7}} = 4,35.$$

При этом в период с 2025 по 2032 гг. прогнозируемое значение среднего индекса инфляции $I_{инф} = 8,6\%$. Тогда предполагаемый срок окупаемости схемы с учетом инфляции

$$ДСО_{инф} = \frac{C_{\Sigma}}{Ср.год.дп} \cdot I_{инф}^t = \frac{C_{\Sigma}}{\frac{Пр_{д.п.пр/пр}}{(1+\kappa_{\partial})^t}} \cdot I_{инф}^t = \frac{4\,500\,000}{\frac{2\,018\,000}{(1+0,1)^7}} \cdot 1,086^7 = 7,75.$$

В табл. 4 приведены результаты расчетов показателей экономической эффективности вариантов схем. Вариант 1 – схема с 2 однотрансформаторными подстанциями при отсутствии резервирования (рис. 9).

Таблица 4. Результаты расчетов показателей экономической эффективности вариантов схем электроснабжения

Table 4. The results of calculations of economic efficiency indicators of power supply schemes' variants

Показатель экономической эффективности	Вариант схемы электроснабжения			
	1 (рис. 9)	2	3	4
Суммарная стоимость капитальных вложений в оборудование схемы C_{Σ} , руб.	4 500 000	5 000 000	5 000 000	5 200 000
Предполагаемый денежный поток промышленного предприятия $Пр_{д.п.пр/пр}$, руб./год	2 018 000	2 038 000	2 038 000	2 050 000
Величина среднегодового денежного потока $Ср.год.дп$, руб.	1 035 553,08	1 045 816,24	1 045 816,24	1 051 974,14
Дисконтированный срок окупаемости (ДСО) оборудования схемы, год	4,35	4,78	4,78	4,94
Индекс инфляции к получаемому денежному потоку $I_{инф}$	8,6 % в год			
Срок окупаемости оборудования схемы с учетом индекса инфляции ($ДСО_{инф}$), год	7,75	8,52	8,52	8,81
Параметр потока отказов схемы $\omega_{схемы}$, откл./год	0,556*	0,137	0,136	0,133
Время наработки на отказ схемы $T_{нар.отк.}$, год	1,79	7,29	7,35	7,51

Примечание. * – по теореме сложения вероятностей.

Вероятность появления одного из двух несовместных (независимых) событий равна сумме вероятностей этих событий

$$P(A + B) = P(A) + P(B).$$

Вероятность возникновения отказа для варианта схемы электроснабжения 1 (рис. 9)

$$\omega_{схемы} = \omega_1 + \omega_2 = 0,278 + 0,278 = 0,556 \text{ откл./год.}$$

Время наработки на отказ

$$T_{нар.отк.схемы} = \frac{1}{\omega_{схемы}} = \frac{1}{0,556} = 1,79 \text{ года.}$$

Таким образом, результаты расчетов и данные табл. 4 показывают, что первый вариант схемы с 2 однотрансформаторными подстанциями без резервирования имеет наименьший срок окупаемости, равный 7,75 года с учетом инфляции, равной 8,6 % в год, при этом параметр потока отказов $\omega_{схемы} = 0,556$. Схема с резервированием на НН является оптимальной: с большим временем наработки на отказ $T_{нар.отк.} = 7,29$ и сроком окупаемости в 8,52 года. При сравнении 3 и 4 вариантов схем (с резервированием на СН или с двойным резервированием: на СН и на НН) схема с двойным резервированием является надежнее: $\omega_{схемы} = 0,133$ и $T_{нар.отк.} = 7,51$, при этом срок ее окупаемости больше – 8,81 года.

Заключение

Для исследования, анализа и оценки параметров надежности систем электроснабжения необходим комплексный методологический подход. Данный подход должен интегрировать следующие алгоритмы:

1. Анализ дефектов и механизмов отказов компонентов системы.
2. Систематическое исключение известных причин отказов на основе эксплуатационных данных об отказах.
3. Установление функциональных зависимостей основных параметров надежности, таких как интенсивность отказов $\lambda(t)$, параметр потока отказов $\omega_{\text{схемы}}$, вероятность безотказной работы $P(t)$, средняя наработка на отказ $T_{\text{нар.отк}}$ от внешних воздействий (климатических, электромагнитных, эксплуатационных нагрузок).

Одним из способов повышения надежности является применение резервирования. В работе рассмотрено резервирование на НН, резервирование на СН и двойное резервирование – НН и СН. Наиболее эффективным является использование двойного резервирования, при котором время наработки на отказ достигает максимальных значений при выборе оптимальной номинальной мощности трансформаторов $S_{\text{Т.опт}}$. Результаты вычислений показали, что время наработки на отказ имеет максимальное значение ($T_{\text{нар.отк}} = 6,01$ года) при оптимальной номинальной мощности трансформаторов $S_{\text{Трном}} = 1\,250$ кВА в схеме с двойным резервированием – на СН и НН, наименьшее – в схеме без резервирования ($T_{\text{нар.отк}} = 0,97$ года) при $S_{\text{Трном}} = 630$ кВА.

Исследованы различные сочетания количества распределительных трансформаторов $N_{\text{рт}}$ (от 1 до 5) и их номинальной мощности $S_{\text{Трном}}$, расчетной мощности нагрузки $P_{\text{нг}}$ и площади территории объекта $S_{\text{пр/пр}}$ и установлено, что:

- при увеличении $S_{\text{Трном}}$ с 25 до 2 500 кВА $T_{\text{нар.отк}}$ увеличивается, например, для схемы без резервирования и мощности нагрузки $P_{\text{нг}} = 1,2 \cdot 10^3$ кВт – с 0,62 до 2,9 года;
- при увеличении $P_{\text{нг}}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается, например: для схемы без резервирования и $S_{\text{Трном}} = 250$ кВА с 2,48 до 2,03 года, а для $S_{\text{Трном}} = 1\,000$ кВА – с 2,90 до 2,78 года;
- при увеличении $S_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 2 км² $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается, например, для схемы без резервирования и $S_{\text{Трном}} = 250$ кВА с 2,98 до 1,8 года.

Полученные результаты показывают, что выбор оптимальной номинальной мощности трансформаторов и установка резервных элементов являются основными факторами повышения надежности и эффективности эксплуатации систем электроснабжения.

Результаты расчетов показывают, что схема с резервированием на НН является оптимальной (со стоимостью капитальных вложений в оборудование схемы 5 000 тыс. руб.; предполагаемым денежным потоком в 2 038 тыс. руб.) – со сроком окупаемости, равным 8,52 года, с учетом инфляции, равной 8,6 % в год. Для схемы с ТП без резервирования срок окупаемости оборудования схемы составляет 7,75 года, параметр потока отказов $\omega_{\text{схемы}} = 0,556$. Капитальные вложения в оборудование схемы с двойным резервированием на СН и НН и предполагаемым денежным потоком в 2 050 тыс. руб. в год окупается за 8,81 года. Данные выводы могут быть рекомендованы для использования при проектировании систем электроснабжения электротехнических комплексов, а также для технико-экономического обоснования выбора оптимальных схемных решений. В частности, результаты исследований позволяют не только повысить уровень надежности работы оборудования, но и обеспечить более эффективное использование ресурсов в процессе эксплуатации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Библиографический список

- Берхане А. М. Обоснование критерия оценки надежности электроснабжения // Интернет-журнал "Науковедение". 2015. Т. 7, № 1. DOI: <https://doi.org/10.15862/106tvn115>. EDN: UBGSBX.
- Васильев А. П., Турлов А. Г. Средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2006. № 3–4. С. 19–35. EDN: KFQJTP.
- Виноградов А. В., Большев В. Е., Ревков А. А. Датчик для системы мониторинга надёжности электроснабжения и качества электроэнергии // Энерго- и ресурсосбережение – XXI век : материалы XVIII междунар. науч.-практ. конф., г. Орёл 8–10 декабря 2020 г. Орёл : ОГУ им. И. С. Тургенева, 2020. С. 234–238. EDN: KMZZJK.
- Виноградов А. В., Бородин М. В., Лансберг А. А., Псарев А. И. [и др.]. Анализ типов высоковольтных коммутационных аппаратов и оценка остаточного ресурса выключателей, установленных на подстанциях с высшим напряжением 35–110 кВ филиала ПАО "МРСК Центра" – "ОРЕЛЭНЕРГО" // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2021. Т. 13, № 1(49). С. 118–127. EDN: ECHSVD.
- Виноградов А. В., Лансберг А. А., Волчков Ю. Д., Виноградова А. В. Определение современных показателей надежности устройств релейной защиты и автоматики // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25, № 2. С. 58–70. DOI: <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-2-58-70>. EDN: QNYMLE.

- Герасимов Д. О., Суслов К. В. Системы имитационного моделирования мультиэнергетических объектов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2020. Т. 12, № 4(48). С. 11–19. EDN: GRPIRZ.
- Гладких Т. Д. Модели надежности электроснабжения объектов нефтедобычи // Омский научный вестник. 2021. № 3(177). С. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2021-177-59-63>. EDN: FGNULY.
- Гончаров А. К. Повышение надежности электроснабжения предприятий пищевой промышленности // Известия вузов. Пищевая технология. 2006. № 6(295). С. 74–76. EDN: KVGLPV.
- Зацепина В. И. К анализу электрических систем промышленных предприятий // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2018. № 12. С. 3–6. EDN: YTEJSX.
- Зацепина В. И., Зацепин Е. П., Шачнев О. Я. Повышение надежности систем электроснабжения металлургических производств посредством введения избыточных элементов // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2018. № 12. С. 71–75. EDN: YTEKAX.
- Ившин И. В., Сафин А. Р., Гибадуллин Р. Р., Петров Т. И. [и др.]. Расчет надежности блоков станции управления штанговых скважинных насосных установок // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11, № 4(44). С. 3–12. EDN: QDZBWP.
- Петрова Р. М., Грачева Е. И. Оценка параметров надежности схем внутривозовского электроснабжения с двухтрансформаторными подстанциями. Вестник МГТУ. 2024. Т. 27, № 4. С. 521–533. DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2024-27-4-521-533>. EDN: UUUEVY.
- Петрова Р. М., Грачева Е. И. Оценка параметров надежности схем электроснабжения с трансформаторными подстанциями при выполнении технико-экономических расчетов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2025. Т. 17. № 2(66). С. 3–18. EDN: UXEMMV.
- Романова В. В., Хромов С. В., Суслов К. В. Анализ воздействующих факторов, влияющих на эксплуатационную надежность низковольтных асинхронных электродвигателей // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23, № 3. С. 80–89. DOI: <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-3-80-89>. EDN: DBRAPZ.
- Савина Н. В., Казакул А. А. Повышение надежности функционирования распределительных электрических сетей путем выделения энергетических кластеров и адаптивного управления схемно-режимной ситуацией // Известия Транссиба. 2023. № 2(54). С. 136–149. EDN: HQKDAM.
- Li Y., Chen T., She Y., Liao W. [et al.]. Energy storage regulation strategy for 5G base stations considering power supply reliability // IEEE 7th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Hangzhou, China, 2023. P. 1573–1578. DOI: <https://doi.org/10.1109/ei259745.2023.10513061>.
- Valtchev S., Petrova R. M., Gracheva E. I., Gospodinova D. [et al.]. Electrical supply reliability of circuits with transformer substations in technical and economic decisions // 7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Bochum, Germany, 2025. P. 623–628. DOI: <https://doi.org/10.1109/gpecom65896.2025.11061870>.
- Yu Q., Liu D., Zhang Y., Yao X. [et al.]. Research on online pictures recognition of fault scenario for power supply reliability management based on improved AI algorithm // 7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE), Beijing, China, 2024. P. 190–194. DOI: <https://doi.org/10.1109/repe62578.2024.10809893>.

References

- Berhane, A. M. 2015. Substantiation of the criterion for assessing the reliability of electricity supply. Online Journal "Science Studies", 7(1). DOI: <https://doi.org/10.15862/106tvn115>. EDN: UBGSBX. (In Russ.)
- Vasiliev, A. P., Turlov, A. G. 2006. Means of ensuring the reliability of electricity supply to consumers. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 3–4, pp. 19–35. EDN: KFQJTP. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Bolshhev, V. E., Revkov, A. A. 2020. Sensor for monitoring the reliability of power supply and quality of electricity. Proceedings of the XVIII scien. and pract. Intern. conf. *Energy and resource conservation – XXI century*, Oryol, 8–10 December, 2020. Oryol, pp. 234–238. EDN: KMZZJK. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Borodin, M. V., Lansberg, A. A., Psarev, A. I. et al. 2021. Analysis of the types of high-voltage switching devices and assessment of the residual resource of switches installed at substations with a higher voltage of 35–110 KV of the branch of PJSC IDGC of CENTRE – ORELENERGO. *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, 13(1(49)), pp. 118–127. EDN: ECHSVD. (In Russ.)
- Vinogradov, A. V., Lansberg, A. A., Volchikov, Yu. D., Vinogradova, A. V. 2023. Determination of modern reliability indicators of relay protection and automation devices. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 25(2), pp. 58–70. DOI: <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-2-58-70>. EDN: QNYMLE. (In Russ.)
- Gerasimov, D. O., Suslov, K. V. 2020. Systems of simulation modeling of multi-energy facilities. *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, 12(4(48)), pp. 11–19. EDN: GRPIRZ. (In Russ.)
- Gladkikh, T. D. 2021. Models of reliability of power supply to oil production facilities. *Omsk Scientific Bulletin*, 3(177), pp. 59–63. DOI: <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2021-177-59-63>. EDN: FGNULY. (In Russ.)

- Goncharov, A. K. 2006. Improving the reliability of power supply to food industry enterprises. *Izvestiya VUZOV. Food Technology*, 6(295), pp. 74–76. EDN: KVGLPV. (In Russ.)
- Zatsepina, V. I. 2018. On the analysis of electrical systems of industrial enterprises. *News of Tula State University. Technical Sciences*, 12, pp. 3–6. EDN: YTEJSX. (In Russ.)
- Zatsepina, V. I., Zatsepin, E. P., Shachnev, O. Ya. 2018. Improving the reliability of power supply systems for metallurgical plants through the introduction of redundant elements. *News of Tula State University. Technical Sciences*, 12, pp. 71–75. EDN: YTEKAX. (In Russ.)
- Ivshin, I. V., Safin, A. R., Gibadullin, R. R., Petrov, T. I. et al. 2019. Calculation of reliability of control station units of rod borehole pumping units. *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, 11(4(44)), pp. 3–12. EDN: QDZBWP. (In Russ.)
- Petrova, R. M., Gracheva, E. I. 2024. Assessment of reliability parameters of in-plant power supply schemes with two-transformer substations. *Vestnik of MSTU*, 27(4), pp. 521–533. DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2024-27-4-521-533>. EDN: UUUEVY. (In Russ.)
- Petrova, R. M., Gracheva, E. I. 2025. Assessment of reliability parameters of power supply schemes with transformer substations during technical and economic calculations. *Kazan State Power Engineering University Bulletin*, 17(2(66)), pp. 3–18. EDN: UXEMMV. (In Russ.)
- Romanova, V. V., Khromov, S. V., Suslov, K. V. 2021. Analysis of influencing factors affecting the operational reliability of low-voltage asynchronous electric motors. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 23(3), pp. 80–89. DOI: <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-3-80-89>. EDN: DBRAPZ. (In Russ.)
- Savina, N. V., Kazakul, A. A. 2023. Improving the reliability of electrical distribution networks by allocating energy clusters and adaptive control of the circuit-mode situation. *Izvestiya Transsib*, 2(54), pp. 136–149. EDN: HQK DAM. (In Russ.)
- Li, Y., Chen, T., She, Y., Liao, W. et al. 2023. Energy storage regulation strategy for 5G base stations considering power supply reliability. *IEEE 7th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Hangzhou, China, pp. 1573–1578. DOI: <https://doi.org/10.1109/ei259745.2023.10513061>. (In Russ.)
- Valtchev, S., Petrova, R. M., Gracheva, E. I., Gospodinova, D. et al. 2025. Electrical supply reliability of circuits with transformer substations in technical and economic decisions. *7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM)*, Bochum, Germany, pp. 623–628. DOI: <https://doi.org/10.1109/gpecom65896.2025.11061870>. (In Russ.)
- Yu, Q., Liu, D., Zhang, Y., Yao, X. et al. 2024. Research on online pictures recognition of fault scenario for power supply reliability management based on improved AI algorithm. *7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE)*, Beijing, China, pp. 190–194. DOI: <https://doi.org/10.1109/repe62578.2024.10809893>. (In Russ.)

Сведения об авторах

Петрова Рената Маратовна – ул. Красносельская, 51, г. Казань, Россия, 420066;
Казанский государственный энергетический университет, аспирант;
e-mail: 1998renata@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2508-8771>

Renata M. Petrova – 51 Krasnoselskaya Str., Kazan, Russia, 420066;
Kazan State Power Engineering University, PhD Student;
e-mail: 1998renata@mail.ru, ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-2508-8771>

Грачева Елена Ивановна – ул. Красносельская, 51, г. Казань, Россия, 420066;
Казанский государственный энергетический университет, д-р техн. наук, профессор;
e-mail: grachieva.i@bk.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5379-847X>

Elena I. Gracheva – 51 Krasnoselskaya Str., Kazan, Russia, 420066;
Kazan State Power Engineering University, Dr Sci. (Engineering), Professor;
e-mail: grachieva.i@bk.ru, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5379-847X>

Мифтахова Наиля Камильевна – ул. Красносельская, 51, г. Казань, Россия, 420066;
Казанский государственный энергетический университет, ст. преподаватель;
e-mail: nailya_miftahovna@mail.ru

Nailya K. Miftakhova – 51 Krasnoselskaya Str., Kazan, Russia, 420066;
Kazan State Power Engineering University, Senior Lecturer;
e-mail: nailya_miftahovna@mail.ru