УДК 621.311.1:621.316.1
DOI: 10.34031/ES.2026.3.06

Секция
Электроэнергетика и электротехника

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ НАДЁЖНОСТИ ПРИ ВЫБОРЕ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Коваленко И.В., Тремясов В.А.

Сибирский федеральный университет, Политехнический институт, Красноярск

Аннотация
На основе индуктивного топологического анализа надёжности выполнено сопоставление четырёх вариантов главной схемы электрических соединений крупной ГЭС (9×333 МВт) с комплектным распределительным устройством с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 500 кВ. Каждый вариант рассчитан в двух постановках: по базовой модели (осреднённая годовая нагрузка) и по многопериодной модели с разбиением года на четыре расчётных периода (нагрузка каждого периода – по его наиболее напряжённому режиму). Установлено, что переход к многопериодной модели увеличивает расчётный недоотпуск энергии с шин станции в 4,85-5,74 раза. Выявлен конфликт критериев надёжности (структурный компромисс топологий): кольцевые схемы («3/2», «4/3») имеют меньший недоотпуск энергии с шин станции (ΔP), но больший недоотпуск энергии потребителям энергосистемы после учёта системного резерва (ΔN), чем схемы с двумя системами сборных шин (2ССШ). Показано, что различные критерии (ΔP и ΔN) дают противоречивые рекомендации по выбору схемы. Результаты подтверждают необходимость обязательного применения многопериодных моделей и анализа структуры аварийных конфигураций схем при проектировании распределительных устройств сверхвысокого напряжения (РУ СВН).

Ключевые слова: *главные схемы электрических соединений; КРУЭ 500 кВ; надёжность; многопериодная модель; недоотпуск энергии; недоотпуск в системе; конфликт критериев; структура аварийных конфигураций; TOPAS; ReliaLogic-LVM.*

METHODOLOGICAL ASPECTS OF RELIABILITY ASSESSMENT WHEN CHOOSING ULTRA-HIGH-VOLTAGE SWITCHGEAR SCHEMES

Igor Kovalenko, Vladimir Tremyasov

Siberian Federal University, Polytechnic Institute, Krasnoyarsk

Abstract
Based on inductive topological reliability analysis, four variants of the main electrical connection scheme of a large HPP (9×333 MW) with 500 kV gas-insulated switchgear (GIS) are compared. Each variant is calculated in two formulations: the basic model (averaged annual load) and a multi-period model with the year divided into four calculation periods, each period represented by its peak (most severe) seasonal load. The transition to the multi-period model increases the calculated energy undersupply from the station busbars (ΔP, kWh/year) by a factor of 4.85-5.74. A reliability criteria conflict (structural topological trade-off) is identified: ring schemes ("3/2", "4/3") yield lower energy undersupply from the station busbars ΔP but higher energy undersupply to system consumers after accounting for the system reserve (ΔN, kWh/year) than schemes with two busbar systems. Different criteria (ΔP and ΔN) lead to contradictory scheme rankings. The results confirm the necessity of multi-period models and emergency-configuration analysis when designing ultra-high-voltage switchgear.

Keywords: *main electrical connection schemes; 500 kV GIS; reliability; multi-period model; energy undersupply; system undersupply; criteria conflict; emergency-configuration structure; TOPAS; ReliaLogic-LVM.*

1. Введение

Крупные гидроэлектростанции являются системообразующими объектами единой электроэнергетической системы. Ошибки в выборе главной схемы электрических соединений распределительных устройств (РУ) сверхвысокого напряжения ведут к значительному экономическому ущербу. Оптимальность решения при проектировании и эксплуатации станции означает, что заданный производственный эффект – располагаемая мощность, отпускаемая энергия, уровень надёжности и качества достигается при возможных минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов.

Существующие методики расчёта надёжности главных схем, в том числе положенные в основу нормативных документов, зачастую используют упрощённые модели: расчёт по среднегодовой нагрузке без учёта сезонной неравномерности графика, один критерий оптимизации. Такие упрощения могут приводить к принципиально неверному выбору схемы, особенно для электростанций с резко переменным режимом работы, к которым относятся ГЭС.

Цель настоящей работы – выявить, каким образом методология расчёта надёжности влияет на ранжирование вариантов схем РУ. Для этого выполнен расчёт четырёх вариантов главной схемы ГЭС в двух постановках (базовой и многопериодной) с последующим сопоставлением по показателям недоотпуска энергии ΔP и ΔN. Научная новизна состоит в количественной оценке влияния учёта графика нагрузки на показатели надёжности конкурирующих топологий РУ 500 кВ и в демонстрации структурного компромисса (конфликта критериев), при котором топологически более совершенные схемы имеют меньший ΔP, но больший ΔN; установлена и связь этого конфликта с составом определяющих аварийных конфигураций, формирующих ΔP и ΔN.

2. Обзор литературы и сравнительный анализ методов

Задача количественной оценки надёжности главных схем электрических соединений имеет длительную историю. Классические основы аналитических и логико-вероятностных методов заложены в работах Ю.Б. Гука, М.М. Синенко и В.А. Тремясова [1]. На их базе в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете (руководитель разработки – проф. Ю.Б. Гук) был создан пакет программ TOPAS для индуктивного топологического анализа надёжности сложных главных схем [2, 3].

Таблично-логический метод и TOPAS широко применялись при анализе схем ТЭЦ, КЭС, АЭС и подстанций [4-8]. Развитие логико-вероятностных и топологических моделей главных схем продолжено в работах И.В. Коваленко, Т.В. Кривенко и В.А. Тремясова [9, 10], в том числе на примере ОРУ ГЭС. Зарубежные исследования последних лет подтверждают актуальность количественного сопоставления топологий РУ (включая кольцевые и полуторные схемы) методами Монте-Карло и структурного анализа надёжности [11-15].

Альтернативные подходы включают Марковские модели (размерность пространства состояний растёт экспоненциально [16, 17]), метод Монте-Карло (требует больших ресурсов для редких событий [18]), эквивалентирование последовательно-параллельного соединения (неприменимо напрямую к неразложимым кольцевым топологиям [19]) и матричные методы поиска минимальных сечений [20].

Нормативные документы (ГОСТ Р 59279-2020, СТО 56947007-29.240.30.010-2008 и др.) регламентируют типовые схемы РУ и качественные критерии, однако количественный расчёт показателей надёжности оставляют на усмотрение проектировщика.

В теории надёжности энергосистем (работы Р. Биллинтона, Ю.Н. Руденко и др.) многоуровневые и многопериодные модели давно применяются для оценки адекватности [21, 22]. Новизна настоящей работы заключается не в самом факте разбиения года на периоды, а в количественной оценке влияния сезонности на ранжирование кон-

курирующих топологий РУ 500 кВ и в выявлении конфликта критериев ΔP и ΔN, возникающего именно при детальном учёте топологии и графика нагрузки.

Преимущества индуктивного топологического подхода: отсутствие экспоненциального роста размерности; явный учёт топологии через матрицы связей; возможность детального анализа структуры аварийных конфигураций; приемлемая вычислительная сложность. Ограничением является детерминированное задание расчётных режимов; стохастические зависимости и системные эффекты требуют дополнительных моделей.

3. Объект исследования и варианты схем

Объектом исследования является главная схема электрических соединений крупной ГЭС с девятью гидроагрегатами мощностью 333 МВт каждый (суммарная установленная мощность 2997 МВт). Выдача мощности осуществляется на двух напряжениях: 220 кВ и 500 кВ – по трём ВЛ 500 кВ и шести ВЛ 220 кВ (расчётные пропускные способности 900 и 150 МВт соответственно); связь между РУ 220 и 500 кВ – два автотрансформатора связи АТДЦТН-500000/500/220. Блочные трансформаторы – ТЦ-400000/500 (РУ 500 кВ) и ТЦ-400000/220 (РУ 220 кВ). На напряжении 220 кВ во всех вариантах применяется КРУЭ с двумя рабочими системами сборных шин. На напряжении 500 кВ рассматриваются четыре варианта схемы РУ (рис. 1-4).

Вариант 1 – две системы сборных шин на 500 кВ с объединёнными энергоблоками.

Вариант 2 – две системы сборных шин на 500 кВ с одиночными блоками генератор-трансформатор.

Вариант 3 – кольцевая схема «4/3» с объединёнными блоками.

Вариант 4 – кольцевая схема «3/2» с объединёнными блоками.

Кольцевые схемы традиционно считаются топологически более надёжными, поскольку обеспечивают большее число независимых путей выдачи мощности.

4. Методология исследования

Расчёты выполнены с использованием программы ReliaLogic-LVM v3.0 (в составе комплекса energy-suite), реализующей модифицированный алгоритм индуктивного топологического анализа надёжности в среде Python на базе классических алгоритмов комплекса TOPAS (Санкт-Петербургский государственный политехнический университет / Политехнический институт СФУ). Алгоритм представляет собой многошаговую процедуру моделирования аварийных состояний схемы и их идентификации как отказов функционирования k-го вида. Каждый шаг связан с преобразованием и анализом матрицы структурно-коммутационных связей [B] и её трансформированных образов, а также матрицы структурно-функционального графа [BR]. Алгоритм является индуктивным (перечислительным): показатели надёжности формируются прямым перечислением аварийных состояний (повреждение Λ режим) и их последствий, без построения и минимизации аналитических выражений функции работоспособности.

Обобщённая блок-схема алгоритма приведена на рис. 5. Основные этапы: подготовка исходных данных; разбиение года на N периодов; основной двойной цикл по периодам, повреждениям и режимам (подпрограммы FIRST, RIMT, AVAR, LOKL, POTOK, DIFF); взвешенное сведение показателей за год.

В рамках классического логико-вероятностного подхода, положенного в основу комплекса TOPAS и его модификаций, параметр потока событий k-го вида (отказов функционирования) определяется как предел отношения вероятности наступления события k-го вида в интервале $[t, t + \Delta t]$ к длине этого интервала:

$$\omega_{\text{k}}(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{P_{\text{k}}(t, t + \Delta t)}{\Delta t}. \quad (1)$$

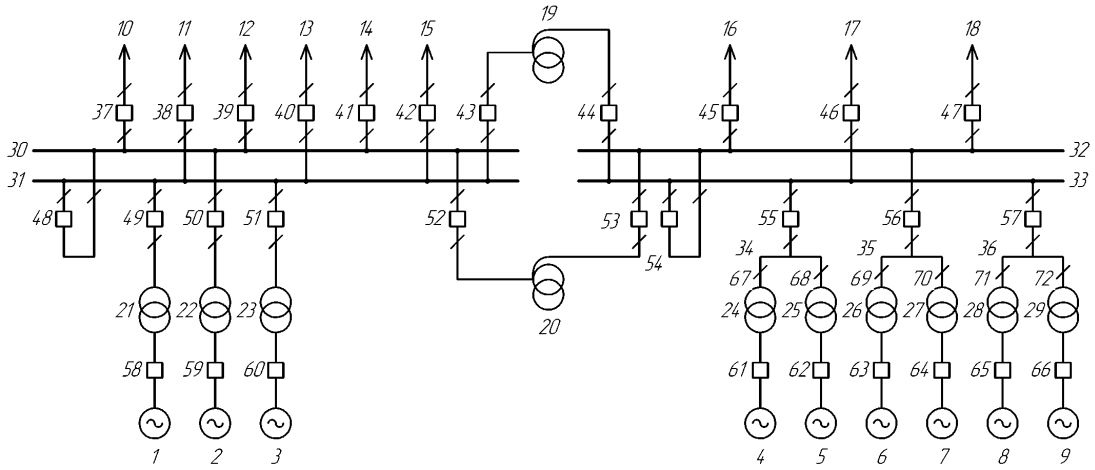


Рис. 1. Первый вариант схемы выдачи мощности ГЭС (на 500 кВ 2ССШ, объединённые блоки)

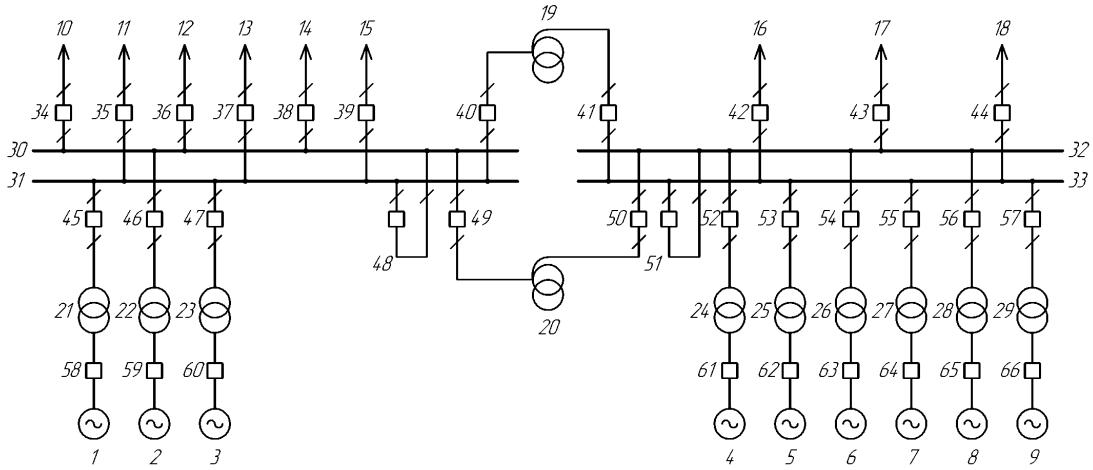


Рис. 2. Второй вариант схемы выдачи мощности ГЭС (на 500 кВ 2ССШ, одиночные блоки)

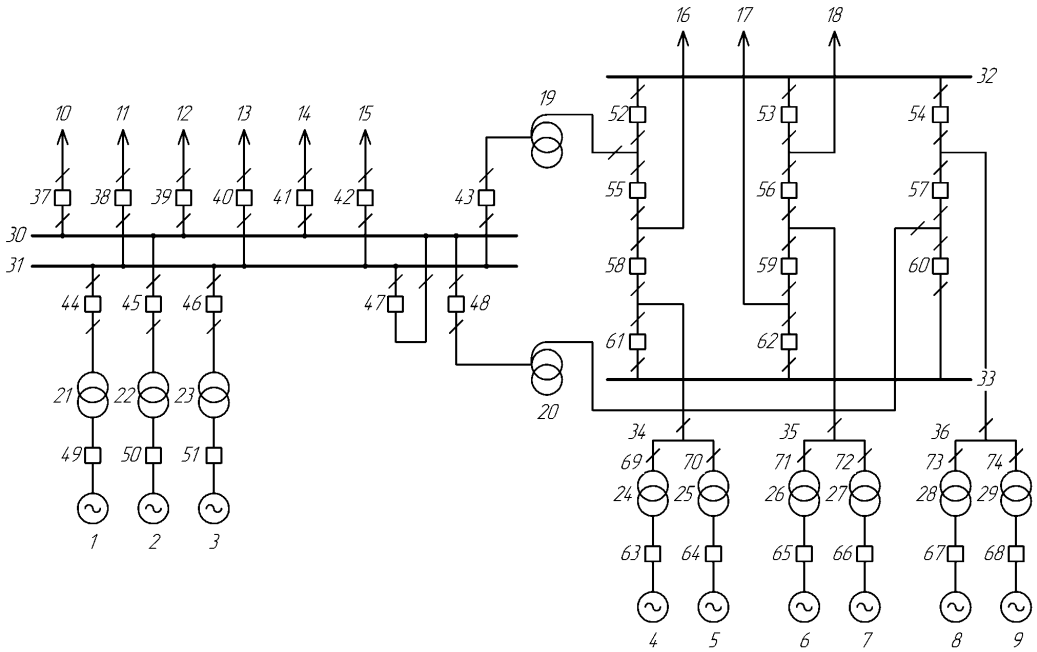


Рис. 3. Третий вариант схемы выдачи мощности ГЭС (на 500 кВ схема «4/3»)

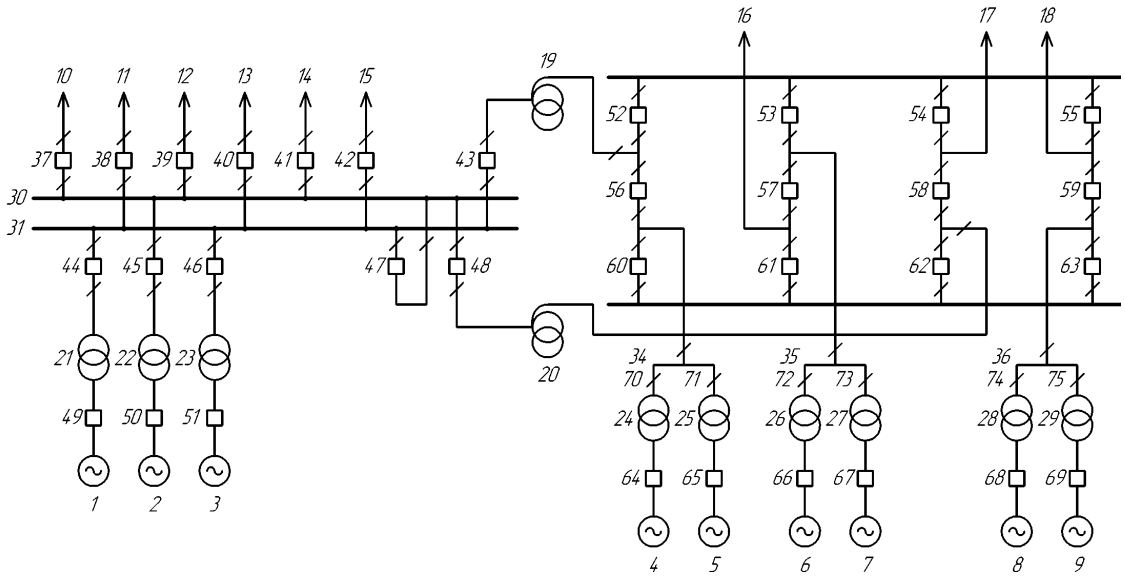


Рис. 4. Четвёртый вариант схемы выдачи мощности ГЭС (на 500 кВ схема «3/2»)

При разбиении расчётного интервала t_p на $(m + 1)$ периодов (режимов), в пределах каждого из которых параметр потока событий можно считать стационарным (ω_{kj} = const), средний параметр потока аварий $\Lambda(k)$ представляется в виде взвешенной суммы по режимам с относительными длительностями $q_j = \tau_j / t_p$:

$$\Lambda(k) = \Sigma_j \, \omega_{kj} \cdot q_j \,, \;\; q_j = \tau_j / t_p \tag{2}$$

Данное соотношение является теоретическим обоснованием применяемой в настоящей работе многопериодной модели (см. ниже формулу (6)). Для каждого режима j частота аварии k-го вида P_{kj} формируется прямым перечислением (индуктивно) по формуле полной вероятности:

$$P_{\text{kj}} = \sum_{i=0}^{n} P(ji) \cdot P(k \,/\, ji) \tag{3}$$

где i – индекс отказавшего элемента (i = 0 соответствует отсутствию отказов всех элементов схемы); $P(ji)$ – вероятность отказа i-го элемента в j-м режиме; $P(k \,/\, ji)$ – условная вероятность возникновения аварии k-го вида при отказе i-го элемента. Идентификация каждой перечисляемой конъюнкции $\{j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q\}$ как отказа функционирования k-го вида описывается логической функцией:

$$L(i,j,s,p,q,k) = \begin{cases} 1, \text{ если } j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q = k \\ \\ 0, \text{ если } j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q \neq k \end{cases} \tag{4}$$

где индексы s, p, q учитывают действия релейной защиты, коммутационной аппаратуры и противоаварийной автоматики (s = 0, p = 0, q = 0 соответствуют их безотказным действиям). Логическая конъюнкция $j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q$ описывает множество состояний – отказ элемента i в режиме j при определённой комбинации действий защит и автоматики; функция L указывает, относится ли данная конъюнкция к аварии k-го вида. Таким образом, показатели надёжности формируются прямым перечислением конъюнкций без построения аналитической функции работоспособности, что и реализовано в алгоритме индуктивного топологического анализа.

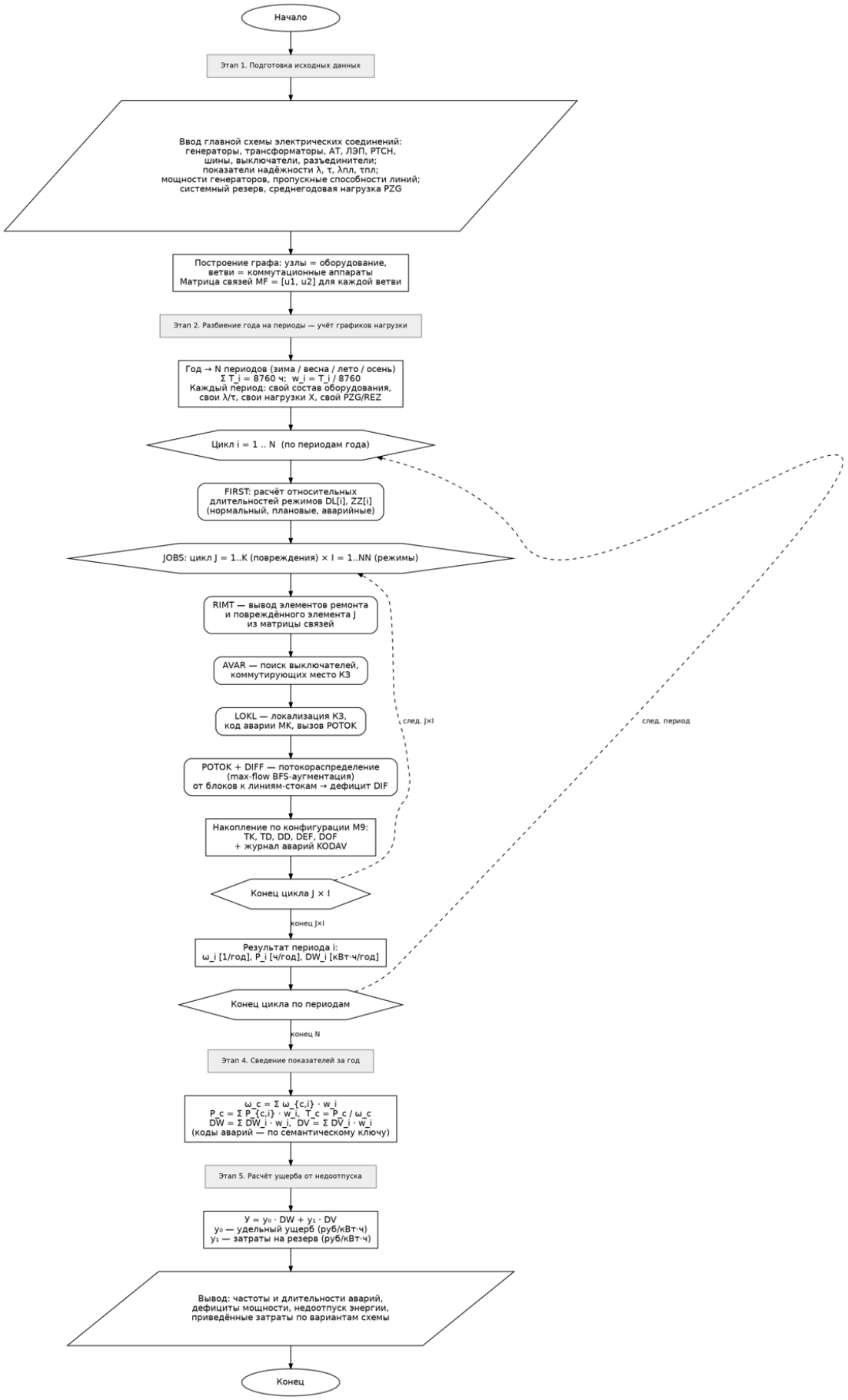


Рис. 5. Обобщённая блок-схема алгоритма расчёта надёжности

4.1. Две модели расчёта

Базовая модель. Год рассматривается как один период T = 8760 ч с осреднёнными показателями: среднегодовая нагрузка PZG = 2061 МВт (по среднему графику выдачи мощности), все девять генераторов в работе. Модель не учитывает сезонную неравномерность графика и изменения состава оборудования. Здесь и далее: ΔP – годовой недоотпуск электроэнергии с шин станции, кВт·ч/год; ΔN – годовой недоотпуск электроэнергии потребителям энергосистемы после покрытия дефицита системным резервом REZ, кВт·ч/год (по смыслу соответствует показателю ENS – energy not supplied); λ –параметр потока отказов, 1/год; τ –среднее время восстановления, ч; $\lambda_{пл}$ – частота плановых ремонтов (выводов оборудования в ремонт), 1/год; $\tau_{пл}$ – их средняя длительность, ч.

Многопериодная модель. Год разбит на четыре расчётных периода (зима, весна, лето, осень), для каждого из которых приняты своя длительность, состав оборудования и нагрузка, соответствующая наиболее напряжённому режиму сезона (табл. 1). Относительная доля периода:

$$w_i = T_i / 8760 \quad (5)$$

Годовые показатели – взвешенная сумма:

$$\Delta P = \Sigma_i \Delta P_i \cdot w_i, \quad \Delta N = \Sigma_i \Delta N_i \cdot w_i \quad (6)$$

Блок-схема алгоритма учёта сезонности приведена на рис. 6.

Число периодов в расчётной программе может составлять от 1 до 12; разбиение года на четыре сезона принято как компромисс между детализацией сезонного графика и объёмом вычислений (каждый период – полный прогон расчётного ядра). Резервные агрегаты в модели представляют собой горячий резерв: они включаются в баланс аварийных состояний автоматически (вероятность успешного пуска принята единичной, время пуска не учитывается) при условии сохранения электрической связи агрегата с дефицитным узлом и в пределах пропускной способности сети; выводы работы ограничены этим допущением.

Таблица 1

Параметры расчётных периодов года

Период	T_i, ч	w_i, о.е.	PZG, МВт	Генераторов	В резерве
Зима	2160	0,2466	1948	7	2
Весна	2208	0,2521	1932	7	2
Лето	2208	0,2521	2376	9	0
Осень	2184	0,2493	2565	9	0
Итого	**8760**	**1,0000**	—	—	—

4.3. Показатели надёжности оборудования

Показатели надёжности электрооборудования приняты по нормативным данным и справочным материалам производителей (табл. 2). Для ячеек КРУЭ Siemens серий B3 (220 кВ) и B4 (500 кВ) использованы заводские значения параметра потока отказов и времени восстановления; показатели шин КРУЭ и ВЛ учитывают расчётную длину и конфигурацию присоединений. При адаптации к российским условиям эксплуатации эти значения следует уточнять с учётом статистики отказов и доступности запасных частей.

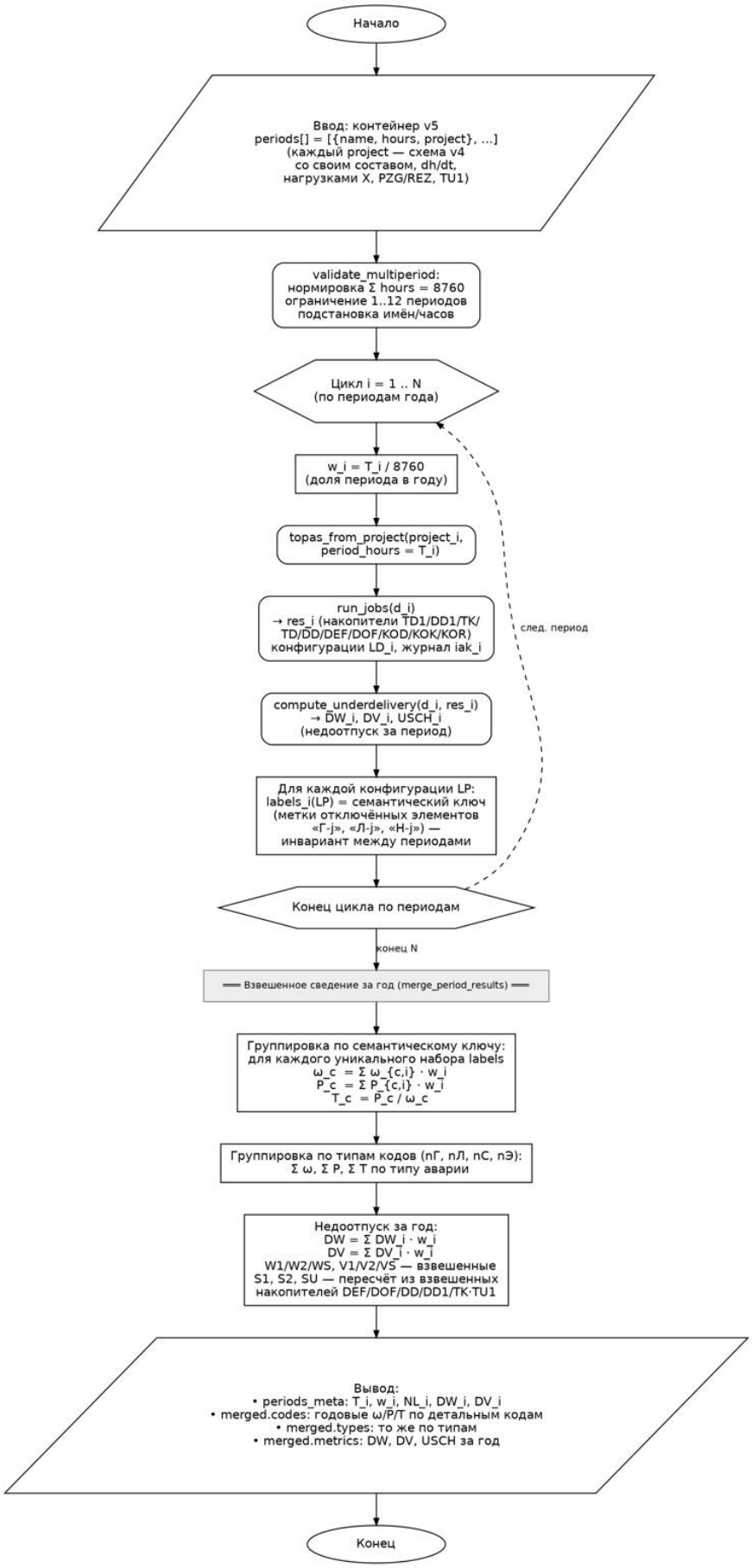


Рис. 6. Блок-схема алгоритма учёта сезонности (многопериодный годовой расчёт)

Таблица 2

Показатели надёжности оборудования

Наименование	λ, 1/год	τ, ч	$\lambda_{пл}$, 1/год	$\tau_{пл}$, ч
Гидрогенератор СВ-1548/203-66УХЛ4	0,1	175	1	175
ТЦ-400000/220	0,02	60	0,4	8,5
ТЦ-400000/500	0,04	220	0,5	10
АТДЦТН-500000/500/220	0,04	220	0,5	10
Шины КРУЭ 220 кВ*	0,234	4	0,498	9
Шины КРУЭ 500 кВ	0,12	5	0,498	15
ВЛ 220 кВ**	0,0003	7,6	0,3	24
ВЛ 500 кВ**	0,0015	12	1	18
КРУЭ Siemens В3 (220 кВ)	0,003	40	0,2	40
КРУЭ Siemens В4 (500 кВ)	0,01	120	0,2	120

* λ на одно присоединение;
** на одну линию с учётом её расчётной длины (базовое значение 0,0015 1/год на 100 км). При проектных расчётах рекомендуется корректировка по данным эксплуатации.

В классических методиках ущерб от недоотпуска часто выражается через линейную комбинацию энергетической и временной составляющих дефицита. В настоящей работе акцент сделан непосредственно на показателях надёжности ΔP и ΔN, поскольку именно они являются первичными результатами топологического анализа и выявляют конфликт критериев. Использование любого свёрнутого показателя (включая ущерб) без предварительного анализа структуры аварийных конфигураций может скрыть этот конфликт.

Именно эта особенность приводит к конфликту критериев при сравнении топологий. В расчётах учтён системный резерв REZ = 800 МВт (располагаемая мощность помощи энергосистемы): показатель ΔP отражает недоотпуск с шин станции, а ΔN – недоотпуск потребителям энергосистемы после покрытия части дефицита резервом. Дефициты мощности, не превышающие REZ, полностью покрываются резервом и в ΔN не попадают; REZ = 800 МВт принят одинаковым для всех расчётных периодов. Дефицит конфигурации ΔP_{k} определяется методом максимального потока с учётом пропускных способностей ветвей; резерв собственных агрегатов станции вводится в балансовый расчёт аварийного состояния при условии сохранения пути от агрегата до дефицитного узла и в пределах пропускной способности связей, а системный резерв REZ учитывается при переходе от ΔP к ΔN аналитически –вычитанием из дефицита конфигурации как гарантированная мощность помощи на границе сети; ограничения доставки системного резерва по внешней сети в принятой постановке отдельно не моделируются. Поэтому во всех вариантах $\Delta N \ll \Delta P$. Это соответствует принятой семантике расчёта и позволяет раздельно оценивать станционную и системную составляющие надёжности.

В общем виде показатели за период i:

$$\Delta P_{\text{i}} = 10^3 \cdot \Sigma_{\text{k}} \lambda_{\text{k}} \cdot \Delta P_{\text{k}} \cdot \tau_{\text{k}}, \quad \Delta N_{\text{i}} = 10^3 \cdot \Sigma_{\text{k}} \lambda_{\text{k}} \cdot max(\Delta P_{\text{k}} - REZ; 0) \cdot \tau_{\text{k}} \qquad (7)$$

где суммирование ведётся по аварийным конфигурациям k; λ_k –частота конфигурации, 1/год; τ_k – её средняя длительность с учётом оперативных переключений, ч; ΔP_k – средний дефицит мощности конфигурации, МВт, рассчитываемый методом макси-

мального потока по матрице [BR]; множитель 10^3 переводит МВт·ч в кВт·ч. Помимо аварийных конфигураций, в ΔP входят конфигурации, обусловленные пересечениями плановых ремонтов. Время восстановления после каскадных аварий (отказ шиносоединительного выключателя, КЗ на шинах с отказом релейной защиты (РЗ)) принималось равным 80-150 ч в соответствии с нормативными данными на ремонт выключателей КРУЭ 500 кВ и восстановление ошиновки; оперативные переключения при одиночных отказах – 0,5-2 ч. В качестве примера проследим расчёт одной конфигурации варианта 1 – «Г-1, Г-5, Г-6» (одновременное недоступное состояние трёх агрегатов): алгоритм фиксирует результирующую конфигурацию сети, определяет методом максимального потока средний дефицит мощности (254 МВт – с учётом пропускных способностей ВЛ 500 и 220 кВ) и накапливает вклад конфигурации в ΔP – 41,2 тыс. кВт·ч/год (около 0,9 % годового недоотпуска варианта 1); поскольку дефицит не превышает *REZ*, вклад этой конфигурации в ΔN равен нулю. Частоты конфигураций формируются перечислением пар «повреждение – расчётный режим»: для каждого аварийного повреждения элемента и каждого планового режима вычисляется результирующее состояние сети; конфигурации с одинаковым набором отключённых элементов объединяются с суммированием частот и длительностей, что исключает двойной счёт. Каскадное развитие аварии (отказ выключателя, действие защит, отключение смежных присоединений) рассматривается как одно инициирующее повреждение с единым временем восстановления, а не как сочетание независимых отказов. Наложения двух независимых аварийных повреждений в принятой постановке не моделируются –учитываются пересечения плановых режимов с одиночными повреждениями; этим допущением определяется полнота учёта редких тяжёлых состояний.

4.4. Программная реализация и верификация расчётов

Расчёты выполнены с помощью программы ReliaLogic-LVM v3.0 (в составе комплекса energy-suite), реализующей описанный алгоритм в среде Python на базе подпрограмм комплекса TOPAS (FIRST, RIMT, AVAR, LOKL, POTOK, DIFF, JOBS, USCH). Расчётная модель – «оборудование = ветвь»: узлами матрицы структурно-коммутационных связей являются только шины и точки соединения, всё оборудование (выключатели, трансформаторы, линии) представлено ветвями с индивидуальными показателями надёжности; цепочки «выключатель – разъединитель» объединяются в одну ветвь, блоки «генератор – трансформатор» учитываются по правилу блока. Исходные данные и результаты хранятся в формате JSON (одиночный расчёт –v4, многопериодный – v5 с контейнером периодов), результаты экспортируются в отчёт PDF; доступен как графический интерфейс, так и режим командной строки.

Верификация выполнена на эталонной тестовой схеме MAS_1: воспроизведён результат классической Fortran-реализации комплекса TOPAS – ΔP = 232,4 тыс. кВт·ч/год при эталонном значении 232 270 кВт·ч/год (отклонение 0,045 %). Корректность многопериодного сведения подтверждена тестами: расчёт одного периода длительностью 8760 ч воспроизводит одиночный расчёт бит-в-бит; четыре одинаковых периода после взвешивания дают результат, совпадающий с одиночным расчётом. Расчёт одного периода для исследованных схем (145-156 строк оборудования, 127-133 расчётных режима) занимает порядка 3-4 мин, полный четырёхпериодный расчёт варианта – 12-15 мин на персональном компьютере средней производительности. Отметим, что такая проверка подтверждает корректность программной реализации алгоритма при заданных допущениях, но не заменяет валидации самих физических допущений модели (состав учитываемых состояний, способ учёта резервов); валидация на эксплуатационной статистике отказов и контрольных схемах с аналитически известными результатами – направление дальнейших исследований.

5. Результаты расчётов

5.1. Влияние учёта графика нагрузки

Переход от базовой модели к многопериодной увеличивает расчётный недоотпуск энергии с шин Δ*P* в 4,85-5,74 раза, тогда как недоотпуск в системе ΔN растёт значительно слабее – в 1,3-1,8 раза (табл. 3, рис. 7). Это указывает на то, что многопериодная модель прежде всего выявляет дополнительные энергетические потери в пиковых режимах: возникающие дефициты частично покрываются резервом энергосистемы, поэтому ΔN растёт слабее, чем ΔP.

Таблица 3

Влияние учёта графика нагрузки на показатели недоотпуска ΔP и ΔN

Вариант	Схема 500 кВ	ΔP базовая	Δ*P* много-периодная	Рост Δ*P*	Δ*N* базовая	Δ*N* много-периодная	Рост Δ*N*
1	2ССШ, объеденный блок	815 211	4 615 150	×5,66	45 969	84 003	×1,83
2	2ССШ, одиночный блок	388 206	2 229 978	×5,74	43 058	56 382	×1,31
3	«4/3» объеденный блок	353 129	1 767 619	×5,01	74 539	125 051	×1,68
4	«3/2» объеденный блок	350 522	1 699 559	×4,85	70 608	121 709	×1,72

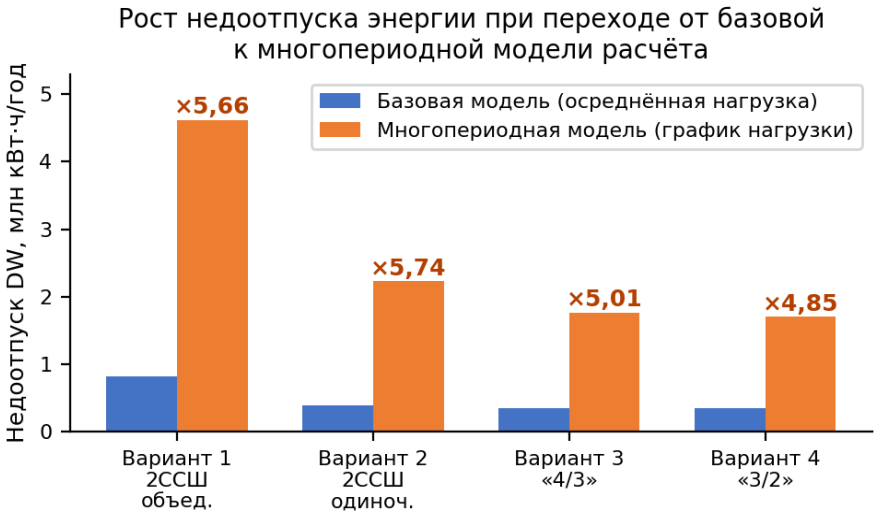


Рис. 7. Рост недоотпуска энергии при переходе к многопериодной модели:
DW – недоотпуск с шин станции (Δ*P*)

Физическая причина роста Δ*P* заключается не в самом факте вывода генераторов в резерв, а в учёте сезонных пиковых нагрузок. В аварийных состояниях модели все исправные агрегаты могут быть использованы независимо от предварительного флага резерва, поэтому перевод агрегатов в резерв сам по себе практически не меняет годовой недоотпуск. Решающим фактором являются высокие нагрузки отдельных периодов. Так, для варианта 1 значения ΔP_i за годовой эквивалент периода составляют: зима (1948 МВт) – 0,44 млн кВт·ч, весна (1932 МВт) –0,42, лето (2376 МВт) – 4,2, осень (2565 МВт) – 13,4 млн кВт·ч; их взвешенные вклады $\Delta P_i \cdot w_i$ в годовой недоотпуск – 0,109; 0,105; 1,070 и 3,330 млн кВт·ч, или 2,4; 2,3; 23,2 и 72,2 % соответственно. Одиночный годовой расчёт при 2061 МВт –815 тыс. кВт·ч. Таким образом, базовый расчёт с осреднённой нагрузкой систематически «сглаживает» жёсткие пиковые условия. При пиковой нагрузке уже парные отказы (плановый ремонт одного блока и отказ соседне-

го) оставляют 6–7 исправных агрегатов (1998–2331 МВт), чего недостаточно для покрытия 2565 МВт; дефицит 200–500 МВт и более существует до окончания планового ремонта. Пороговая структура располагаемой мощности (1998 / 2331 / 2664 / 2997 МВт) объясняет резкий рост недоотпуска при переходе нагрузки через эти уровни. Кольцевые схемы несколько менее чувствительны к сезонности, сохраняя большее число независимых путей выдачи. Отметим, что базовая и многопериодная модели используют разные принципы задания нагрузки: среднегодовую (2061 МВт) и сезонные максимумы, средневзвешенное значение которых составляет 2206 МВт (обе величины получены из одних и тех же суточных графиков характерных суток – раздел 4.2). Приведённый рост ΔP отражает переход от усреднённого годового режима к совокупности наиболее напряжённых сезонных режимов; поскольку в пределах каждого периода нагрузка принята постоянной на уровне максимума, многопериодная модель даёт оценку сверху для влияния сезонной неравномерности на надёжность схемы.

5.2. Конфликт критериев надёжности (структурный компромисс топологий)

Сопоставление вариантов по ΔP и ΔN при многопериодной модели выявляет конфликт критериев (табл. 4, рис. 8). Топологически более совершенные кольцевые схемы имеют меньший недоотпуск энергии, но больший недоотпуск в системе.

Таблица 4

Конфликт критериев: ΔP и ΔN (многопериодная модель)

Вариант	Схема 500 кВ	ΔP, кВт·ч/год	ΔN, кВт·ч/год	Экстремум
1	2ССШ, объеденный блок	4 615 150	84 003	—
2	2ССШ, одиночный блок	2 229 978	56 382	min ΔN
3	«4/3» объеденный блок	1 767 619	125 051	—
4	«3/2» объеденный блок	1 699 559	121 709	min ΔP

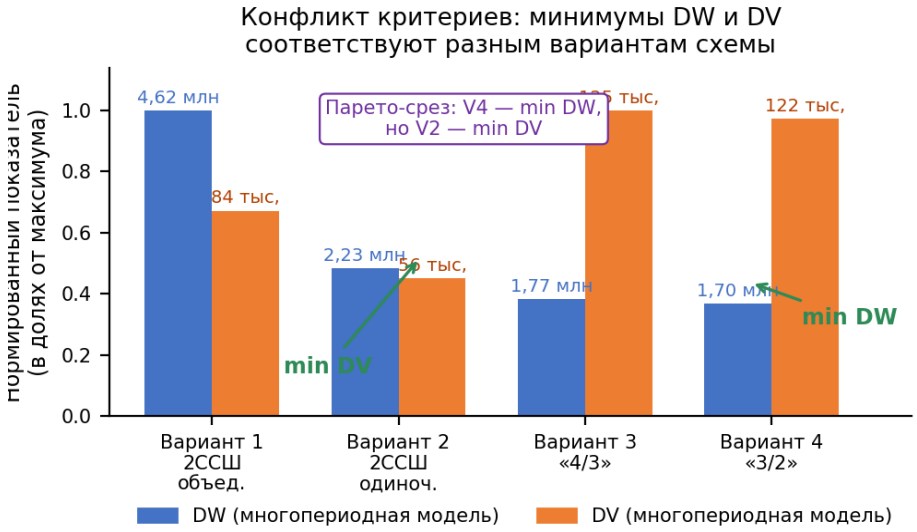


Рис. 8. Конфликт критериев: минимумы ΔP и ΔN соответствуют разным вариантам: DW – недоотпуск с шин станции (ΔP), DV – недоотпуск в энергосистеме (ΔN)

Минимум ΔP соответствует схеме «3/2», минимум ΔN – схеме 2ССШ с одиночными блоками. Выбор «лучшего» варианта принципиально зависит от принятого критерия. По совокупности обоих показателей парето-оптимальны лишь варианты 2 и 4: вариант 1 уступает варианту 2 одновременно по ΔP и ΔN, вариант 3 – варианту 4. Различия

между кольцевыми схемами невелики (варианты 3 и 4: 3,9% по Δ*P* и 2,7% по Δ*N*), поэтому их взаимное ранжирование чувствительно к точности исходных параметров; устойчивым является противопоставление групп схем – 2ССШ против кольцевых. Данный эффект является классическим структурным компромиссом (trade-off) между частотой и тяжестью последствий: кольцевые схемы эффективно локализуют одиночные отказы (низкий Δ*P*), но при отказе шиносоединительных выключателей или КЗ на шинах с отказом РЗ отключается значительная часть РУ, что требует длительного восстановления (высокий Δ*N*). Важно, что конфликт критериев наблюдается уже в базовой модели (по Δ*N*: *V*2 < *V*1 < *V*4 < *V*3 – 43,1; 46,0; 70,6 и 74,5 тыс. кВт·ч/год), однако многопериодный расчёт усиливает его: разрыв по ΔN между кольцевыми схемами и схемой с одиночными блоками возрастает с ≈ 1,6-1,7 раза до ≈ 2,1-2,2 раза.

5.3. Структура аварийных конфигураций по величине дефицита мощности

Анализ вклада различных типов аварийных конфигураций (табл. 5, рис. 9) подтверждает описанный механизм.

Таблица 5

Структура аварийных конфигураций (многопериодная модель)

Вариант	Доля крупных в Δ*P*, %	Доля крупных в Δ*N*, %	Характер аварий
1 (2ССШ, объеденный блок)	8,8	99,7	частые мелкие дефициты
2 (2ССШ, одиночный блок)	34,7	99,6	смешанный
3 («4/3») объеденный блок	70,9	99,9	редкие крупные каскады
4 («3/2») объеденный блок	59,7	99,7	редкие крупные каскады

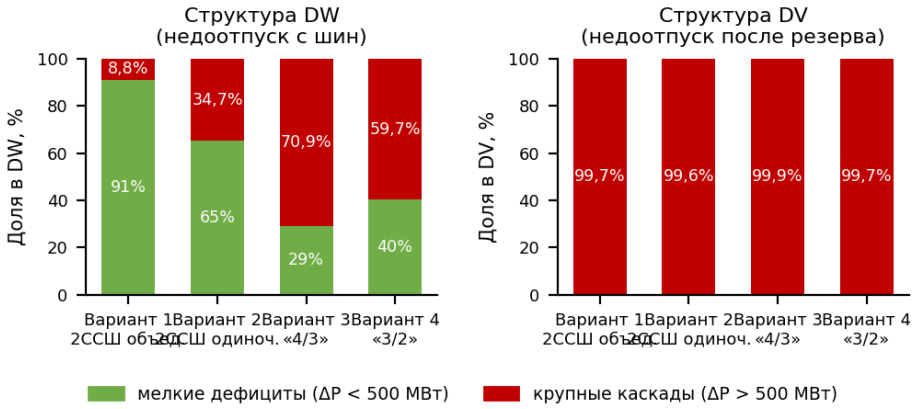


Рис. 9. Структура аварийных конфигураций по вариантам схемы:
DW – недоотпуск с шин станции (Δ*P*), DV – недоотпуск в энергосистеме (Δ*N*)

Крупными считались конфигурации с дефицитом мощности более 500 МВт (около 17 % установленной мощности станции), мелкими –с дефицитом менее 500 МВт. Каждая аварийная конфигурация в алгоритме представляет собой сечение функции выдачи мощности –набор отключённых элементов, при котором возникает недоотпуск. Состав определяющих конфигураций различен для двух групп схем. В варианте 1 (2ССШ) мелкие дефициты формируют конфигурации с одним -тремя недоступными агрегатами (средние дефициты 70-255 МВт), крупные –с четырьмя-пятью агрегатами (541-874 МВт). В варианте 4 («3/2») определяющие конфигурации – каскады с шестью-девятью отключёнными элементами (агрегаты, линии), дефицитами 1538-2084 МВт. Порог группирования носит условный характер; устойчивость выводов к его выбору (300-1000 МВт) – предмет дополнительного анализа.

В схемах с 2ССШ основной вклад в ΔP (65-91 %) вносят частые мелкие дефициты. В кольцевых схемах одиночные отказы локализуются, а 60-71 % Δ*P* и практически весь Δ*N* (99,7-99,9 %) формируются редкими каскадными авариями с дефицитами 1200-2200 МВт. Длительность восстановления после таких аварий (ремонт выключателей КРУЭ 500 кВ, восстановление ошиновки) существенно превышает время оперативных переключений, что и определяет доминирование крупных событий в показателе Δ*N*. Отсюда практическая оговорка: значения Δ*N* кольцевых схем определяются небольшим числом редких событий и потому чувствительны к принятым временам восстановления после каскадных аварий (80-150 ч); ранжирование по Δ*N* следует сопровождать анализом чувствительности к этим параметрам.

6. Обсуждение

Упрощённые методики, основанные на осреднении годовой нагрузки, занижают недоотпуск энергии более чем в пять раз. Для ГЭС с резко переменным режимом работы применение таких методик может приводить к ошибочной оценке надёжности; достаточность выбранного числа расчётных периодов должна подтверждаться анализом сходимости.

Конфликт критериев (структурный компромисс топологий) указывает на недопустимость выбора схемы по одному показателю. Кольцевые схемы снижают Δ*P*, но увеличивают Δ*N*. При сопоставлении вариантов необходимо анализировать оба показателя совместно со структурой аварийных конфигураций, а не опираться на один интегральный критерий.

Топологический подход выгодно отличается от марковских моделей и метода Монте-Карло явным выделением вклада редких каскадных событий без экспоненциального роста размерности пространства состояний; прямое сравнительное моделирование альтернативными методами в данной работе не выполнялось и составляет отдельную задачу.

Практическое решение, вытекающее из проведённого анализа, состоит в следующем. При выборе главной схемы РУ СВН для объектов с выраженной сезонностью нагрузки (крупные ГЭС) следует:

1) выполнять расчёт надёжности обязательно в многопериодной постановке;

2) одновременно анализировать оба показателя – Δ*P* и Δ*N* –и структуру аварийных конфигураций, не ограничиваясь одним критерием;

3) при противоречии критериев отдавать предпочтение варианту, минимизирующему энергетический недоотпуск Δ*P* при приемлемом уровне Δ*N*, либо применять многокритериальную процедуру (например, ранжирование по Парето);

4) обосновывать времена восстановления после каскадных аварий по фактическим данным ремонта оборудования КРУЭ.

Ограничения исследования: рассмотрены четыре варианта одной ГЭС; системные эффекты каскадного отключения нагрузки во внешней сети не моделировались. Дальнейшие исследования могут быть направлены на уточнение моделей восстановления после каскадных аварий, анализ чувствительности показателей к параметрам надёжности оборудования (прежде всего к временам восстановления после каскадных аварий), учёт системных последствий, разделение влияния топологии РУ и структуры блоков генератор–трансформатор (варианты различаются обоими факторами), оценку сходимости показателей с ростом числа расчётных периодов и сопоставление моделей на согласованном графике нагрузки (при равных средних уровнях).

7. Выводы

Переход к многопериодной модели увеличивает расчётный недоотпуск энергии Δ*P* в 4,85-5,74 раза, тогда как Δ*N* растёт лишь в 1,3-1,8 раза. Физическая причина роста Δ*P* – учёт сезонных пиковых нагрузок (особенно осеннего пика), при которых уже парные отказы создают дефицит; базовый расчёт с осреднённой нагрузкой эти условия сглаживает. Вывод агрегатов в резерв сам по себе практически не меняет Δ*P*.

Выявлен конфликт критериев надёжности (структурный компромисс топологий): кольцевые схемы снижают Δ*P*, но увеличивают Δ*N* из-за концентрации риска в редких каскадных авариях.

Критерии Δ*P* и Δ*N* дают противоречивые рекомендации: по Δ*P* лучшим является вариант 4 («3/2»), по ΔN – вариант 2 (2ССШ с одиночными блоками). Выбор схемы по одному критерию методологически некорректен. Решение состоит в обязательном совместном рассмотрении обоих показателей и структуры аварийных конфигураций; при необходимости – в применении многокритериального (Парето) ранжирования.

Причина конфликта – различная структура аварийных конфигураций: в схемах 2ССШ доминируют частые мелкие дефициты, в кольцевых – редкие крупные каскады.

Для крупных электростанций с переменным режимом работы целесообразно применение многопериодных моделей (с подтверждением сходимости по числу периодов), совместный анализ ΔP и ΔN и исследование структуры аварийных конфигураций. Это практическое решение выявленной методологической проблемы однокритериального выбора схемы РУ в рамках проведённого исследования.

Библиографический список

1. **Гук Ю.Б., Синенко М.М., Тремясов В.А.** Расчет надежности схем электроснабжения. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. – 216 с.
2. **Гук Ю.Б.** Теория надежности в электроэнергетике : учеб. пособие. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
3. Reliability models of overhead power lines in the calculation algorithm based on network topological analysis / **E.S. Kinev, A.A. Tyapin, V.V. Kachan** et al. // E3S Web of Conferences. – 2024. – Vol. 474. – P. 01041. DOI: 10.1051/e3sconf/202447401041.
4. **Адамович И.Н., Сырцов К.Д., Вабищевич И.С.** Исследование надежности схемы электрических соединений КЭС 1200 МВт // Актуальные проблемы энергетики. – Минск : БНТУ, 2024. – С. 103-107. EDN: DAEYEZ.
5. **Коротченко С.Н., Поздняков М.Н., Шалыгин Н.Г.** Расчет надежности главной схемы электрических соединений ТЭЦ 260 МВт // Актуальные проблемы энергетики. Ч. 3. Электроэнергетические системы и сети. – Минск : БНТУ, 2021. – С. 111-115.
6. **Старжинский А.Л.** Определение надежности главных схем электрических соединений электростанций // Наука – образованию, производству, экономике. – Минск : БНТУ, 2016. – Т. 1. – С. 51.
7. **Короткевич М.А., Старжинский А.Л.** Анализ структурной надежности главных схем электрических соединений атомных электростанций // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2017. – Т. 60, № 3. – С. 191-197. EDN: YOYGXD. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-3-191-197.
8. **Кривова Л.В.** Расчет надежности схем электрических соединений: уч. пос. – С.Пб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2024. – 70 с. DOI: 10.18720/SPBPU/2/i24-158.
9. The development of logic-probabilistic reliability model of the main electrical scheme / **I.V. Kovalenko, T.V. Krivenko, V.A. Tremiasov, A.V. Bobrov** // Journal of Physics: Conference Series. – 2022. – Vol. 2373. – 072005. EDN: KCKOUC. DOI: 10.1088/1742-6596/2373/7/072005.
10. **Коваленко И.В.** Анализ надежности схемы ОРУ-220 кВ Усть-Хантайской ГЭС // Интеллект-2001. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2001. – С. 135-139.

11. Comprehensive Structural Reliability Assessment When Choosing Switchgear Circuits for 35–220 kV Step-Up Substations / **A.V. Varganova, A.S. Irikhov, A.A. Utesheva** et al. // Energies. – 2024. – Vol. 17(7). – P. 1630. EDN: YCDGNC. DOI: 10.3390/en17071630.
12. Pranjić F., Virtič P. Analysis of the Operational Reliability of Different Types of Switching Substations Using the Monte Carlo Method // Energies. – 2024. – Vol. 17(13). – P. 3142. DOI: 10.3390/en17133142.
13. Bagen B., Huang D., Fattal K. Enhanced probabilistic approach for substation reliability assessment // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2019. – Vol. 13(12). – P. 2488-2495. DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.0133.
14. Reliability evaluation for different power plant busbar layouts by using sequential Monte Carlo simulation / **M. Moazzami, R. Hemmati, F.H. Fesharaki, S.R. Rad** // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2013. – Vol. 53. – P. 987-993. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.06.019.
15. Stevens M.B., Santoso S. Improving the reliability of breaker-and-a-half substations using sectionalized busbars // 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – Vancouver: IEEE, 2013. – P. 1-5. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672558.
16. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems / 2nd ed. – New York: Plenum Press, 1996. – 514 p.
17. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах / Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
18. Billinton R., Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. – New York: Plenum Press, 1994. –352 p. DOI: 10.1007/978-1-4899-1346-3.
19. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1974. – 260 с.
20. Сулыненков И.Н., Назарычев А.Н., Мельникова О.С. Расчет надежности схемы распределительного устройства электроустановки на основе матричной методики // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2023. – № 1 (76). – С. 44-52. EDN: TOVRMR.
21. Billinton R., Allan R.N. Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques. – 2nd ed. – New York : Plenum Press, 1992. – 349 p.
22. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1989. – 323 с.

References

1. Guk, Yu. B., Sinenko, M. M., & Tremyasov, V. A. (1990). *Raschet nadezhnosti skhem elektrosnabzheniya* [*Calculation of reliability of power supply schemes*]. Energoatomizdat. [In Russian]
2. Guk, Yu. B. (1990). *Teoriya nadezhnosti v elektroenergetike* [*Theory of reliability in electric power engineering*]. Energoatomizdat. [In Russian]
3. Kinev, E. S., Tyapin, A. A., Kachan, V. V., Goncharov, K. V., & Tremyasov, V. A. (2024). Reliability models of overhead power lines in the calculation algorithm based on network topological analysis. *E3S Web of Conferences, 474*, 01041. https://doi.org/10.1051/e3sconf/202447401041
4. Adamovich, I. N., Syrtsov, K. D., & Vabishchevich, I. S. (2024). Investigation of the reliability of the electrical connection scheme of the 1200 MW CPP. In *Proc. Aktual'nye problemy energetiki* (pp. 103-107). BNTU. [In Russian]
5. Korotchenko, S. N., Pozdnyakov, M. N., & Shalygin, N. G. (2021). Raschet nadezhnosti glavnoy skhemy elektricheskikh soedineniy TETs 260 MVt [Calculation of the reliability of the main electrical connection scheme of a 260 MW CHPP]. In *Proc. Aktual'nye problemy energetiki. Ch. 3. Elektroenergeticheskie sistemy i seti* (pp. 111-115). BNTU. [In Russian]
6. Starzhinskiy, A. L. (2016). Opredelenie nadezhnosti glavnykh skhem elektricheskikh soedineniy elektrostantsiy [Determination of the reliability of main electrical connection schemes of power plants]. In *Proc. Nauka – obrazovaniyu, proizvodstvu, ekonomike* (Vol. 1, p. 51). BNTU. [In Russian]
7. Korotkevich, M. A., & Starzhinskij, A. L. (2017). The analysis of structural reliability of the main electric connection circuits of nuclear power plants. *Energetika. Proceedings of CIS Higher education institutions and power engineering associations, 60(3)*, 191-197. https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-3-191-197

8. Krivova, L. V. (2024). *Raschet nadezhnosti skhem elektricheskikh soedineniy* [*Calculation of reliability of electrical connection schemes*]. POLITEKH-PRESS. https://doi.org/10.18720/SPBPU/2/i24-158 [In Russian]
9. Kovalenko, I. V., Krivenko, T. V., Tremiasov, V. A., & Bobrov, A. V. (2022). The development of logic-probabilistic reliability model of the main electrical scheme. *Journal of Physics: Conference Series, 2373*, 072005. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2373/7/072005
10. Kovalenko, I. V. (2001). Analiz nadezhnosti skhemy ORU-220 kV Ust'-Khantayskoy GES [Reliability analysis of the 220 kV outdoor switchgear scheme of the Ust-Khantayskaya HPP]. In *Proc. Intellekt-2001* (pp. 135-139). KGTU. [In Russian]
11. Varganova, A. V., Irikhov, A. S., Utesheva, A. A., Khramshin, V. R., Maklakov, A. S., & Radionov, A. A. (2024). Comprehensive structural reliability assessment when choosing switchgear circuits for 35-220 kV step-up substations. *Energies, 17(7),* 1630. https://doi.org/10.3390/en17071630
12. Pranjić, F., & Virtič, P. (2024). Analysis of the operational reliability of different types of switching substations using the Monte Carlo method. *Energies, 17(13)*, 3142. https://doi.org/10.3390/en17133142
13. Bagen, B., Huang, D., & Fattal, K. (2019). Enhanced probabilistic approach for substation reliability assessment. *IET Generation, Transmission & Distribution, 13(12)*, 2488-2495. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.0133
14. Moazzami, M., Hemmati, R., Fesharaki, F. H., & Rad, S. R. (2013). Reliability evaluation for different power plant busbar layouts by using sequential Monte Carlo simulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 53*, 987-993. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.06.019
15. Stevens, M. B. (2013). Improving the reliability of breaker-and-a-half substations using sectionalized busbars. In *Proc. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting* (pp. 1-5). IEEE https://doi.org/10.1109/PESMG.2013.6672558
16. Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). *Reliability evaluation of power systems* (2nd ed.). Plenum Press.
17. Endrenyi, J. (1979). *Reliability modelling in electric power systems*. Wiley.
18. Billinton, R., & Li, W. (1994). *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods*. Plenum Press. https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1346-3
19. Rudenko, Yu. N., & Chel'tsov, M. B. (1974*). Nadezhnost' i rezervirovanie v elektroenergeticheskikh sistemakh* [*Reliability and redundancy in electric power systems*]. Nauka, Sib. otd-nie. [In Russian]
20. Sulynenkov, I. N., Nazarychev, A. N., & Mel'nikova, O. S. (2023). Raschet nadezhnosti skhemy raspredelitel'nogo ustroystva elektroustanovki na osnove matrichnoy metodiki [Calculation of the reliability of the switchgear scheme of an electrical installation based on the matrix method]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie, 1(76)*, 44-52. [In Russian]
21. Billinton, R., & Allan, R. N. (1992). *Reliability evaluation of engineering systems: Concepts and techniques* (2nd ed.). Plenum Press.
22. Rudenko, Yu. N. (1989). *Nadezhnost' sistem energetiki* [*Reliability of energy systems*]. Nauka, Sib. otd-nie. [In Russian]

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Владимирович, канд. техн. наук, доцент, кафедра Электроэнергетики Политехнического института Сибирского федерального университета, г. Красноярск, SPIN-код: 1015-4146, ORCID: 0000-0001-6193-2192, e-mail: ikovalenko@sfu-kras.ru.

Тремясов Владимир Анатольевич, канд. техн. наук, доцент, кафедра Электроэнергетики Политехнического института Сибирского федерального университета, г. Красноярск, SPIN-код: 1015-4146, e-mail: emf_tva@mail.ru.

Authors about

Igor V. Kovalenko, Cand. of Tech. Sciences, Associate Professor, Department of Electric Power Engineering, Polytechnic Institute, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, ORCID: 0000-0001-6193-2192, e-mail: ikovalenko@sfu-kras.ru

Vladimir A. Tremyasov, Cand. of Tech. Sciences, Associate Professor, Department of Electric Power Engineering, Polytechnic Institute, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, e-mail: emf_tva@mail.ru.

Ссылки для цитирования

Коваленко И.В., Тремясов В.А. Методологические аспекты оценки надёжности при выборе схем распределительных устройств сверхвысокого напряжения // Энергетические системы. – 2026. – № 3. – С. 46-62.

Kovalenko, I., & Tremyasov, V. (2026). Methodological aspects of reliability assessment when choosing ultra-high-voltage switchgear schemes. *Energy Systems, 3*, 46-62. https://doi.org/10.34031/es.2026.3.06