

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

МИНИСТЕРСТВО ТРАНСПОРТА И КОММУНИКАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ТРАНСПОРТА»

В. Н. ГАЛУШКО, А. В. ДРОБОВ

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Гомель 2020

Галушко, В. Н. Повышение энергетической эффективности системы электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей : [монография] / В. Н. Галушко, А. В. Дробов. – Гомель : БелГУТ, 2020. – 167 с. – ISBN

Рассматривается методика повышения энергетической эффективности электрооборудования с помощью методов имитационного моделирования, учитывающая приведенные затраты, надежность и специфику работы электросетей нетяговых потребителей, продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков.

Для научных работников и специалистов, занимающихся вопросами систем электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей, аспирантов, магистрантов и студентов старших курсов по специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)».

*Рекомендовано к изданию Советом
Белорусского государственного университета транспорта*

Рецензенты:

профессор кафедры «Электроснабжение» учреждения образования «Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого»
доктор технических наук, профессор *Н. В. Грунтович*;
профессор кафедры «Водоснабжение, химия и экология» учреждения образования «Белорусский государственный университет транспорта»
доктор технических наук, профессор *А.Б. Невзорова*;
доцент кафедры «Электроснабжение» учреждения образования «Гомельский государственный технический университет имени П.О.Сухого»,
кандидат технических наук, доцент *Л.И. Евминов*

СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АБ – линия автоматической блокировки
АВР – устройство автоматического ввода резерва
АД – асинхронный двигатель
АПВ – устройство автоматического повторного включения
АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВН – высшее напряжение
КА – коммутационные аппараты
КЛ – кабельная линия электропередачи
ИМ – имитационная модель
ИМ ПЭ – имитационная модель электроснабжения электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков
ИМ УЗЛОВ – имитационная модель электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта
ИП – источник питания
НАДЕЖН – программа оценки параметров надёжности
ОПН – ограничитель перенапряжения
ППР – планово-предупредительный ремонт и обслуживание
РЗ – релейная защита
РП – распределительный пункт
РУ – распределительные устройства трансформаторных подстанций
СД – синхронный двигатель
ССН – структурная схема надежности
ТП – трансформаторная подстанция
ТТ – трансформатор тока
КЗ – короткое замыкание
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
КПД – коэффициент полезного действия
НН – низкое напряжение
ТРЭТ – технологический расход электрической энергии на ее транспортировку
ПЭ – линия продольного электроснабжения
СЭС – система электроснабжения
УРЗА – устройство релейной защиты и автоматики
ЭУ – энергетическая установка
ЭЭ – электрическая энергия

ВВЕДЕНИЕ

Передача и распределение электрической энергии (ЭЭ) по электрическим сетям должны осуществляться при минимальных затратах трудовых и материальных ресурсов с заданной надежностью и качеством электроснабжения. Однако в процессе транспортировки неизбежны ее потери, из-за которых снижается пропускная способность сети.

Совершенствование и инновационное развитие систем электроснабжения с использованием новейших решений и энергоэффективных технологий должны начинаться с модернизации инфраструктуры. Реконструкция и техническое совершенствование электрических сетей будут основными направлениями их развития на новой технической основе. Применение в электрических сетях нетяговых потребителей инновационных технологий, основанных на адаптации характеристик оборудования к режимам работы электроэнергетических систем, и активное взаимодействие с генерацией и потребителями позволяют создавать эффективно работающую систему, в которую встраиваются современные информационно-программные системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Настоящая работа посвящена развитию и разработке методов и методик повышения энергоэффективности работы электрооборудования, а также транспорта и распределения электроэнергии в системе электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог.

Объектом исследования являются электрические сети нетяговых потребителей Белорусской железной дороги, предметом – методы и методики расчета эффективных вариантов схем электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта.

Управление режимами систем нетягового электроснабжения железнодорожных потребителей должно обеспечивать достижение следующих целей:

- бесперебойное электроснабжение при соблюдении отраслевых и общеэнергетических норм по качеству ЭЭ;

- нормативное качество ЭЭ на шинах питающего напряжения в сетях районов электроснабжения нетяговых потребителей;
- минимально возможный уровень потерь электрической энергии.

Системы нетягового железнодорожного электроснабжения, обеспечивающие электрической энергией различные предприятия, линии продольного электроснабжения и автоматической блокировки железнодорожных участков, а также нетяговых потребителей, оказывают существенное влияние на работу электроприводов, осветительных, преобразовательных и электротехнологических установок. Надежное и экономичное снабжение электроприемников электрической энергией требуемого качества – необходимое условие нормального функционирования любого предприятия.

Достижение указанных целей невозможно без применения современных информационных технологий, что, в свою очередь, требует создания эффективных математических моделей и методов. Разработка таких моделей и методов является сложной научно-технической проблемой, так как при учете электромагнитных процессов система нетягового электроснабжения железной дороги переменного тока представляет собой многомерный нелинейный динамический объект. Поэтому монография является актуальной, поскольку направлена на разработку методики повышения энергетической эффективности электрооборудования с помощью методов имитационного моделирования, учитывающих приведенные затраты, надежность и специфику работы электросетей нетяговых потребителей, продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки.

Цель исследования – разработать методику повышения энергетической эффективности электрооборудования с помощью методов имитационного моделирования, учитывающих приведенные затраты, надежность и специфику работы электросетей нетяговых потребителей, продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков.

Результатами проделанной работы являются: метод автоматического поиска рационального варианта электрических связей между потребителями и источниками питания; инструментарий по подбору трансформаторов для электросетей продольного электроснабжения; способ определения наиболее эффективных вариантов схем электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта, учитывающий надёжность электроснабжения с помощью разработанной имитационной модели и приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения (СЭС).

1 ОБЗОР ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ И АНАЛИТИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

1.1 Особенности электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей

Характерной особенностью электрификации железных дорог в Республике Беларусь является то, что через системы электроснабжения электрифицированных железных дорог одновременно питаются нетяговые потребители. Основной задачей системы электроснабжения является обеспечение эксплуатационной работы железной дороги. Для этого необходимо, чтобы мощность всех элементов системы электроснабжения была достаточной для обеспечения потребной каждому объекту мощности при самых разнообразных условиях работы. Эти задачи могут быть решены только при правильно выбранных параметрах системы электроснабжения, т.е. обеспечивающих работу оборудования в допустимых для него пределах по нагрузке и необходимому качеству электрической энергии. Поскольку потребители относятся к первой категории (в некоторых случаях ко второй) неотъемлемым требованием является обеспечение необходимого резерва.

Питание различных железнодорожных стационарных потребителей, а также потребителей, прилегающих к железной дороге, осуществляется от одной и той же системы электроснабжения. Поэтому при её проектировании и сооружении вопросам надёжности и экономичности питания нетяговых потребителей также необходимо уделять должное внимание. Питание железнодорожных потребителей, в большинстве случаев, прямо или косвенно связано с надёжностью работы линий СЦБ и ПЭС [1, 2].

Систему резервирования в схемах питания нетяговых потребителей выбирают с учётом их характера и значимости. Мощность подстанции нетягового электроснабжения должна быть достаточной, чтобы в любой момент удовлетворить спрос всех потребителей, получающих от неё питание.

Потребители же в общем случае расходуют в разное время различную мощность и характеризуются как общим количеством потребляемой ими энергии, так и максимумом требуемой мощности в отдельные отрезки времени. Максимумы мощности потребителей часто не совпадают по времени, поэтому максимум мощности, требуемой от системы, как правило, меньше суммы максимумов мощностей потребителей. Однако, вследствие погодных условий, таких как холод или жара, может произойти совпадение максимумов мощностей потребителей. Такие нагрузки могут привести к дисбалансу работы системы или вовсе к прекращению эксплуатации вплоть до ремонта. В проектах электрификации железных дорог предусматривают питание железнодорожных нетяговых потребителей и районных

потребителей (городов, сельскохозяйственных объектов и т.д.) от тяговых подстанций. Оно осуществляется либо специальными линиями передачи 10 и 35 кВ непосредственно от тяговой подстанции, либо от линий продольного электроснабжения, которые обслуживают потребителей, расположенных в полосе до 30–50 км от железной дороги [3].

В последние годы наблюдается устойчивый интерес к сетям нетягового электроснабжения железнодорожного транспорта со стороны учёных различных НИИ и ВУЗов. Большой вклад в исследования нетягового электроснабжения и создания аппаратуры по контролю и диагностике сетей электроснабжения внесли Российские ученые в области электрификации железных дорог: В.Н. Пупынин, Г.Г. Марквардт, А.С. Бочев, Е.П. Фигурнов, А.В. Котельников, Ю.И. Жарков, В.П. Михеев, И.В. Жежеленко, В.Л. Григорьев, А.А. Порцелан, В.А. Вологин, В.П. Герасимов, В.В. Сенько, Р.И. Мирошниченко, И.В. Павлов, А.В. Воронин, А.И. Гуков, Л.С. Лабунский, и другие. Их исследования позволили решить множество проблем в этой части хозяйства электроснабжения. Обобщение накопленных знаний и опыта позволит существенно обогатить и поднять на новый уровень нетяговое электроснабжение железнодорожного транспорта.

Питание различных железнодорожных стационарных потребителей, а также потребителей, прилегающих к железной дороге, осуществляется от одной и той же системы электроснабжения. Поэтому при её проектировании и сооружении вопросам надёжности и экономичности питания нетяговых потребителей также необходимо уделять должное внимание.

Систему резервирования в схемах питания нетяговых потребителей выбирают с учётом их характера и значимости. Мощность подстанции нетягового электроснабжения должна быть достаточной, чтобы в любой момент удовлетворить спрос всех потребителей, получающих от неё питание. Потребители же в общем случае расходуют в разное время различную мощность и характеризуются как общим количеством потребляемой ими энергии, так и максимумом требуемой мощности в отдельные отрезки времени.

Максимумы мощности потребителей часто не совпадают по времени, поэтому максимум мощности, требуемой от системы, как правило, меньше суммы максимумов мощностей потребителей. Однако, вследствие погодных условий, таких как холод или жара, может произойти совпадение максимумов мощностей потребителей. Такие нагрузки могут привести к дисбалансу работы системы или вовсе к прекращению эксплуатации вплоть до ремонта. В проектах электрификации железных дорог предусматривают питание железнодорожных нетяговых потребителей и районных потребителей от тяговых подстанций. Оно осуществляется либо специальными линиями передачи 10 и 35 кВ непосредственно от тяговой подстанции, либо от линий продольного электроснабжения.

Эффективность основного электропотребляющего оборудования, используемого на предприятиях железнодорожной отрасли, определяется его КПД, удельным расходом электроэнергии или выполняемой работой и в определенной степени зависит от физического и морального износа, а также оптимальной интенсивности его работы.

Под физическим износом понимается – изменение технического состояния вследствие длительных переменных или постоянных нагрузок. Существует два метода определения степени физического износа:

- по техническому состоянию;
- по срокам службы или по объемам работы.

Различают полный и частичный износ оборудования.

Под моральным износом понимается – старение исправного оборудования, дальнейшая эксплуатация которого нецелесообразна из-за создания нового технически и экономически более совершенного аналогичного назначения. Учет морального износа имеет большое значение в условиях быстрого внедрения достижений научно-технического прогресса, в результате которого появляются новые виды оборудования, имеющие более высокую производительность, лучшие условия эксплуатации.

Исходя из вышеизложенного, о степени физического и морального износа можно судить по фактическому сроку эксплуатации оборудования.

Таким образом, произведя анализ возрастного состава основных фондов предприятий железнодорожной отрасли, можно сделать вывод, что более половины основного электропотребляющего оборудования имеет фактический срок эксплуатации более 20 лет. Оборудование, имеющее возраст 20 лет и более имеет большой физический и моральный износ, низкую эффективность, что требует повышенных удельных энергозатрат на его эксплуатацию [4].

1.2 Основные требования, предъявляемые к системам электроснабжения

Современная система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять следующим основным требованиям: экономичности; надежности; безопасности; удобству эксплуатации; обеспечению надлежащего качества электроэнергии (уровней напряжения, стабильности частоты и т.п.); необходимой гибкости, обеспечивающей возможность расширения при развитии предприятия.

Важные дополнительные требования к системам электроснабжения предъявляют: электроприемники с резкопеременной циклически повторяющейся ударной нагрузкой; электроприемники непрерывного производства, требующие бесперебойности питания при всех режимах системы электроснабжения.

При реконструкции и проектировании системы электроснабжения учитывают многочисленные факторы:

- потребляемая мощность;
- категория надежности питания отдельных электроприемников;
- графики и характер нагрузок крупных потребителей;
- размещение электрических нагрузок на генплане предприятия;
- число и мощность подстанций и других пунктов электропотребления;
- напряжение потребителей и ограничения токов КЗ;
- число, расположение, мощность, напряжение и другие параметры источников питания;
- требования энергетической системы;
- требования аварийного и послеаварийного режимов;
- степень загрязненности среды;
- условия выполнения простой и надежной релейной защиты, автоматики и телемеханики и др.

Определяющими факторами, тесно связанными между собой, являются характеристика источников питания, а также мощность и категорийность потребителей электроэнергии. При построении рациональной системы электроснабжения учитывают общую энергетику рассматриваемого района, перспективный план его электрификации. При этом главные понижающие подстанции (ГПП) на крупных предприятиях могут в некоторых случаях выполнять функции районных подстанций. Целесообразно с точки зрения экономии строить единую энергетическую сеть района, включая тяговые сети.

При реконструкции действующих и проектировании новых систем электроснабжения различных промышленных предприятий района стремятся к максимальной унификации схемных и конструкторских решений электрической части, электрооборудования и транспортирования электроэнергии. Подсобные устройства, такие как трансформаторно-масляное хозяйство, электроремонтное хозяйство, диспетчерская связь и другие, а также крупное резервное электрооборудование выполняют общими для всех этих предприятий.

Как показал опыт эксплуатации, при реконструкции действующих и проектировании новых систем электроснабжения целесообразно проводить принцип децентрализации, трансформирования и коммутации электроэнергии, благодаря чему источники высокого напряжения максимально приближаются к электроустановкам потребителей; сводятся к минимуму сетевые звенья и ступени промежуточной трансформации и коммутации; уменьшаются потери электроэнергии; повышается в целом надежность электроснабжения.

Практика эксплуатации, а также опыт, накопленный при реконструкции и проектировании систем электроснабжения, позволили на основе обобщения этих данных выработать критерии в виде нормативных

требований обеспечения надежности электроснабжения электроприемников, которые сформулированы в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

Согласно ПУЭ, все электроприемники делят на три категории с выделением в I категории особой группы электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

К I категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов коммунального хозяйства; ко II – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности городских и сельских жителей; к III – все остальные, не попадающие под определение I и II категорий.

Для электроприемников I категории перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического ввода резерва (АВР), т.е. на доли секунды; для особых непрерывных производств предусматривается технологическое резервирование или специальные устройства безаварийного останова технологического процесса, действующие при нарушении электроснабжения. Для электроприемников II категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады (десятки минут, единицы часов).

Для электроприемников III категории допустимы перерывы до 1 суток. Частота перерывов в явном виде ни для одной категории приемников не нормируется. Реальные узлы нагрузки систем электроснабжения содержат от единиц до десятков тысяч электроприемников, поэтому имеет место множество решений по обеспечению норм ПУЭ [5, 6].

Выбор схем питания и распределения электроэнергии, напряжения и конфигурации питающих и распределительных сетей до и выше 1 кВ, числа, мощности, месторасположения и типа подстанций решается комплексно с выполнением в необходимых случаях технико-экономического сравнения вариантов по приведенным затратам. При этом учитывается очень важное условие, а именно: обязательная координация уровней надежности составных звеньев системы электроснабжения таким образом, чтобы надежность повышалась при переходе от потребителей электроэнергии к источникам питания по мере увеличения мощности соответствующих звеньев системы.

Однако надежное питание электроприемников I и основных нагрузок II категории обеспечивают независимо от их места в системе электроснабжения и мощности.

Выбор рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия определяет режим нейтрали сети, которая может быть изолирована от земли, соединена с землей через активные или реактивные сопротивления, глухо заземлена. В первом случае ($U_n = 6; 10; 20; 35$ кВ) при нарушении изоляции одной фазы в какой-либо точке сети может возникнуть однофазное замыкание на землю. Напряжение этой фазы относительно земли становится равным нулю, а напряжение остальных фаз относительно земли повысится до междуфазного напряжения. Ток замыкания на землю по сравнению с нагрузочным током сети или ее отдельных линий относительно мал. Замыкание на землю при указанных выше напряжениях практически не влияет на режим работы приемников и считается не аварийным, а лишь аномальным режимом. В этих случаях питание потребителей не прерывается. Из всех видов нарушения изоляции однофазные замыкания на землю в системах с изолированной нейтралью составляют обычно 75–85%; сам факт замыкания существенно влияет на обеспечение требуемой надежности питания потребителей.

В целом система электроснабжения выполняется таким образом, чтобы в условиях послеаварийного режима, после соответствующих переключений и пересоединений она была способна обеспечить питание нагрузки предприятия (с частичным ограничением) с учетом использования всех дополнительных источников и возможностей резервирования (перемычек, связей на вторичном напряжении, аварийных источников и т.п.). При этом возможны кратковременные перерывы питания электроприемников II категории на время переключений и пересоединений и перерывы питания электроприемников III категории на время до 1 сут.

Для наиболее экономичного резервирования систем электроснабжения учитывают перегрузочную способность электрооборудования, резервирования технологической части, возможность проведения плановых ремонтов и ревизий электрооборудования в период планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования. Кроме того, при аварии предусматривается автоматическая или ручная разгрузка от неотчетственных потребителей с выделением питания нагрузок III категории для возможности их отключения по аварийному, заранее имеющемуся на предприятии, графику.

Обследования электрохозяйства предприятий показали, что имеет место недогрузка электрооборудования не только при достижении полной проектной мощности, но даже при ее превышении. Естественный последующий рост нагрузок не может служить основанием для завышения параметров электрооборудования и сечения питающих и распределительных сетей при реконструкции и проектировании систем

электрообеспечения. При росте нагрузок не используют резервы, предусмотренные для обеспечения бесперебойного электропитания, так как это может привести к снижению надежности электрообеспечения всех потребителей предприятия.

Особое значение для повышения надежности и экономичности системы электрообеспечения имеет обеспечение необходимого качества электроэнергии в связи с ростом резкопеременных нагрузок электропривода, электротермии, электросварки, оказывающих вредное влияние на качество электроэнергии.

При технико-экономических сравнениях возможных вариантов электрообеспечения руководствуются нормативными документами, в которых даются принципиальные указания для выбора экономически целесообразных технических решений в области энергетики.

1.3 Основные проблемы в системе электрообеспечения тяговых железнодорожных потребителей

Одной из самых главных проблем является энергосбережение и экономия материальных, а также трудовых ресурсов. Сюда можно отнести, например выпуск более надежных и долговечных изделий, более полное использование вторичных сырьевых и энергетических ресурсов, повышение КПД энергоустановок, уменьшение потерь энергии и т.д.

Важным резервом экономии электроэнергии в промышленности является в настоящее время применение энергосберегающих технологий.

Экономия электроэнергии также подразумевает и уменьшение потерь электроэнергии во всех звеньях системы электрообеспечения и в самих электроприемниках. Основными путями снижения потерь электроэнергии являются:

1) рациональное построение системы электрообеспечения при ее реконструкции и проектировании, включающее в себя применение рациональных напряжений, числа и мощности силовых трансформаторов, общего числа трансформаций, места размещения подстанций, схемы электрообеспечения, компенсации реактивной мощности и др.;

2) снижение потерь электроэнергии в действующих системах электрообеспечения, включающее в себя управление режимами электропотребления, регулирование напряжения, ограничение холостого хода электроприемников, модернизацию существующего и применение нового, более экономичного и надежного технологического и электрического оборудования, применение экономически целесообразного режима работы силовых трансформаторов, замену асинхронных двигателей (АД) на синхронные (СД), где это возможно, автоматическое управление освещением в течение суток, повышение качества электроэнергии, применение частотно-регулируемого электропривода и др.;

3) нормирование электропотребления (предполагает наличие на предприятиях надежных систем учета и контроля расхода электроэнергии), разработка научно обоснованных норм удельных расходов электроэнергии на единицу продукции;

4) организационно-технические мероприятия, которые разрабатываются конкретно на каждом предприятии с учетом его специфики.

В системах электроснабжения и установках энерго- и ресурсосбережение достигается за счет уменьшения потерь электроэнергии при ее передаче и преобразовании, а также за счет применения менее материалоемких и более надежных конструкций всех элементов этой системы. Это учитывается, в частности, при выборе вариантов системы электроснабжения при ее реконструкции и проектировании.

Одним из действенных путей уменьшения потерь электроэнергии является компенсация реактивной мощности потребителей с помощью местных источников реактивной мощности. Причем весьма важное значение имеет правильный выбор типа, мощности, местоположения и способа автоматизации источников реактивной мощности. Компенсация реактивной мощности означает снижение реактивной мощности, циркулирующей между источником тока и приемником, и, следовательно, снижение реактивного тока в генераторах и сетях. Снизить потребление реактивной мощности, т.е. уменьшить потери активной мощности, можно двумя способами: без применения и с применением компенсирующих устройств.

К первому способу (без применения компенсирующих устройств) относятся: упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима работы оборудования и к повышению коэффициента мощности $\cos\varphi$; замена малозагруженных двигателей двигателями меньшей мощности; переключение статорных обмоток АД напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их нагрузка составляет менее 40 %; повышение качества ремонта двигателей с сохранением их номинальных данных, правильный выбор электродвигателей по мощности и по типу и др.

Ко второму способу (с применением компенсирующих устройств) относится использование батарей конденсаторов и СД. Синхронные двигатели широко могут применяться для привода насосов, вентиляторов, компрессоров и т.д. Такие СД выпускаются с номинальным опережающим $\cos\varphi$, большим или равным 0,9, и могут работать в режиме перевозбуждения, т.е. генерации реактивной мощности. Характер и значение реактивной мощности СД определяются током возбуждения в обмотке его ротора. В режиме перевозбуждения СД представляет собой активную и емкостную нагрузки, т.е. СД работает не только как двигатель, но и как источник реактивной мощности.

При эксплуатации систем электроснабжения большое значение имеет также выравнивание нагрузок во времени с использованием для этого целенаправленного управления электрооборудованием (выравнивание графиков нагрузки, снижение и смещение пиковых мощностей и т.п.).

К проблеме энерго- и ресурсосбережения относится также повышение надежности электроснабжения, так как внезапное прекращение питания может привести к большим убыткам в производстве. Однако повышение надежности обычно связано с увеличением стоимости системы электроснабжения. Поэтому, как правило, определяют оптимальные показатели надежности, выбирают оптимальную по надежности структуру системы электроснабжения.

Другой проблемой, ставшей особенно актуальной в связи с широким применением вентильных преобразователей, подключенных к системам электроснабжения, является обеспечение требуемого качества электроэнергии. Низкое качество электроэнергии приводит прежде всего к увеличению потерь электроэнергии как в электроприемниках, так и в сети. Так, при снижении напряжения от U_n потери возрастают до 5 % и более; дополнительные потери электроэнергии имеют место также и несимметричной нагрузке и при несинусоидальном напряжении. Снижение качества электроэнергии сокращает срок службы электрооборудования главным образом за счет его перегрева и преждевременного старения изоляции. Например, при несимметрии напряжения, равной 4%, срок службы полностью загруженного АД сокращается в 2 раза; при несимметрии, равной 10 %, располагаемая мощность АД уменьшается на 20-50 % в зависимости от исполнения двигателей.

Значительную экономию электроэнергии можно получить от внедрения автоматизированных систем управления на базе компьютерной техники. Переход на новую элементную базу вспомогательных цепей систем электроснабжения, а именно внедрение микропроцессорных систем защиты, автоматики и телемеханики открывает возможность значительного уменьшения мощности и материалоемкости трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), а также перехода на принципиально новые, более совершенные измерительные преобразователи. Широкое внедрение управляющих микропроцессорных систем обеспечивает значительный экономический эффект за счет повышения гибкости и надежности систем электроснабжения.

Актуальной и весьма важной задачей является обеспечение электро-, пожаро- и взрывобезопасности установок электроснабжения, совершенствование и разработка новых устройств защиты и сигнализации.

Системы электроснабжения имеют следующие особенности:

– непрерывность и неразрывное единство производства, передачи и потребления электроэнергии; практическая невозможность ее складирования;

– многоцелевое использование электроэнергии при наличии категорий потребителей с различными требованиями к надежности и качеству электроэнергии;

– малая вероятность полного отказа систем, а также их непланового ремонта вследствие большого количества потребителей и значительного развития характеристик взаимозаменяемых элементов;

– непрерывное развитие систем электроснабжения во времени и пространстве.

В последнее время количественные оценки систем электроснабжения используются не только на этапе проектирования и реконструкции, но и при эксплуатации для управления уровнем надежности. При этом необходимо иметь информацию о фактическом состоянии элементов, ремонтных группах, режимах работы оборудования.

Надежность системы основывается на случайных явлениях, а чтобы они могли выступать как необходимые, система должна быть избыточной. Под избыточностью понимают дополнительные средства и возможности сверх минимально необходимых для выполнения объектом заданных функций. Избыточность системы, с одной стороны, является необходимым условием надежности и должна быть свойственна техническим системам. С другой стороны, избыточные системы, приобретая высокую надежность, могут приобрести ряд свойств, снижающих их эффективность. В частности, для избыточных систем характерны большие экономические затраты на сооружение и эксплуатацию.

На практике избыточность систем электроснабжения выступает в форме резервирования, совершенствования конструкций и материалов, из которых изготовлены элементы, повышения их долговечности, прочности, совершенствования технического обслуживания, контроля и управления.

С проблемой надежности в электроэнергетике связаны следующие практические задачи:

– статистическая оценка и анализ надежности действующего оборудования и установок;

– прогнозирование надежности оборудования и установок;

– нормирование уровня надежности;

– испытания на надежность;

– расчет и анализ надежности;

– оптимизация технических решений по обеспечению надежности при проектировании, создании и эксплуатации электротехнического оборудования, установок, систем;

– экономическая оценка надежности.

Теория надежности вводит в практику инженерного исследования количественные оценки, которые позволяют: устанавливать требования и нормативы надежности оборудования для установок и систем; сравнивать различные виды оборудования, установок и систем по их надежности;

рассчитывать надежность установок по надежности их элементов; оптимизировать величину необходимого резерва и структуру технических объектов; выявлять наименее надежные элементы оборудования, установок и систем; оценивать сроки службы оборудования и установок.

Информационное обеспечение надежности энергетических установок (ЭУ). Данные о надежности ЭУ, полученные в результате расчетов при его проектировании, относятся к предсказуемым показателям. Будут ли они совпадать с действительными, можно установить либо в результате эксплуатации ЭУ, либо при специальных испытаниях. Очевидно, что предпочтение следует отдать эксплуатации, т.к. здесь ЭУ будет работать в реальных условиях. Таким образом, первая цель, которую преследуют при оценивании надежности по данным эксплуатации, – определение соответствия между требованиями к надежности, предъявленными заказчиком, и действительной надежностью. Чаще оценка является составной частью программы повышения надежности.

Как бы ни была высока надежность ЭУ, потребитель заинтересован в том, чтобы она была абсолютно надежной, хотя это и невозможно. Изготовители стремятся максимально повысить надежность. Могут быть два способа повышения надежности: на местах эксплуатации путем доработок при серийном выпуске оборудования и на производстве при выпуске последующих партий на основе эксплуатационных данных первой партии путем внесения изменений в конструкцию. Но и в том, и в другом случае изготовитель должен знать слабые, ненадежные места ЭУ, которые определяются в результате анализа причин отказов при работе.

Оценивание надежности по результатам эксплуатации возможно при своевременном поступлении достоверной информации об отказах и соответствующей обработке ее специальной службой надежности. Между эксплуатационниками и изготовителями необходима связь, которая должна осуществляться через эту службу.

Все данные заносят в документацию системы первичного учета отказов: журнал учета работы электрооборудования, карточку учета отказов, итоговый документ о наработке и отказах ЭУ. Информация о работе элементов ЭУ, которую необходимо получить от эксплуатационников, должна соответствовать требованиям достоверности и полноты.

Достоверность информации достигается объективностью представленного материала и подготовленностью обслуживающего персонала. Под объективностью понимается своевременное заполнение карточек об отказах и журналов учета работы с точным указанием их причин, ошибок обслуживающего персонала либо конструктивных недоделок. Необъективность материала – результат либо халатности, либо некомпетентности обслуживающего персонала, либо просто субъективности оценки.

Полнота информации зависит от точного описания отказов и их причин, т.е. качества подготовки персонала и ясности инструкции по эксплуатации элементов ЭУ. Для решения тех или иных задач по программам повышения надежности требуется определенный объем сведений, в том числе данные о времени обнаружения отказа, внешнего поведения отказа, времени, затрачиваемом на отыскание и устранение причины отказа, о типе и характеристиках отказавшего элемента ЭУ, месте его в схеме и о времени наработки элемента до отказа.

На основании анализа надежности оборудования по данным эксплуатации разрабатывается перечень мероприятий, необходимых для исключения выявленных причин отказов.

Работоспособность устройств электроснабжения во многом зависит от своевременного ремонта и модернизации. Существует отчетная документация для учёта неисправностей в различных системах электроснабжения. Проанализировав эту документацию, можно выявить место и время наиболее частых отказов. Неисправности могут возникать вследствие случайных событий, например, из-за отдельных случаев вандализма, однако наибольшее число отказов произошло на станциях, вблизи от которых находятся жилой сектор или другие посторонние потребители [3]. Очевидно, что причиной неисправностей служит большая токовая нагрузка на эти линии.

В таблице 1.1 представлены часто повторяющиеся отказы в оборудовании систем электроснабжения.

Таблица 1.1 – Соотношение наиболее часто встречающихся повреждений к общему числу неисправностей

№ п/п	Основные неисправности	Количество неисправностей к общему числу отказов в системе
1	Воздушные линии	18,1%
2	Кабельные линии	32,3%
3	Трансформатор	5,3%
	Итого	55,7%

Как видно из таблицы 1.1, около 30% всех неисправностей происходит в кабельных линиях. На основании проведенных исследований отмечено повторение неисправностей через определённый промежуток времени в одном и том же месте [7, 8, 9]. При этом наиболее часто наблюдается обрыв проводов и кабелей вследствие нарушения контакта в местах соединений.

По характеру проявления отказы подразделяются на внезапные и постепенные. Если внезапные отказы наступают с некоторой вероятностью в дискретные моменты времени и практически не поддаются прогнозированию, то при постепенных отказах можно оценить характер

изменения параметров и на этой основе определить прогнозирующую функцию.

1.4 Анализ расхода электроэнергии нетяговыми потребителями

Потребление электроэнергии нетяговыми потребителями зависит от количества потребителей, их установленной мощности, коэффициента использования мощности и времени работы оборудования в смену. Общее количество потребителей в хозяйствах железных дорог составляет несколько сот тысяч. Наиболее энергоемкими из них являются:

- электропривод станков, кранов, компрессоров, насосов, вентиляторов, специальных агрегатов мощностью от 0,5 до 250 кВт;
- электросварочные установки мощностью от 2 до 50 кВт;
- электропечи, калориферы и другие аппараты мощностью от 3 до 25 кВт;
- выпрямительные установки мощностью от 0,5 до 10 кВт;
- электроосветительные приборы мощностью от 0,04 до 5 кВт.

Электропотребление нетяговыми потребителями во многом определяется уровнем развития автоматизации и механизации производства. Как показывает мировой и отечественный опыт (таблица 1.2), совершенствование технологических процессов, их автоматизация и механизация сопровождаются неуклонным увеличением количества потребляемой электроэнергии, приходящейся на одного штатного работника.

Таблица 1.2 – Динамика количества потребляемой электроэнергии

Наименование страны (региона)	Количество потребляемой электроэнергии, кВт·ч/чел			
	1975 г.	1995 г.	2005 г.	2015 г.
США	2900	9214	9940	11837
Япония	586	4064	8730	13570
Европа	1022	5308	6850	8390
СССР	782	-	-	-
РФ	1164	5683	7130	6623
РБ	390	2950	3710	4081

Примечание: Оценка для Европы выполнялась в среднем по Германии, Франции, Великобритании, Италии, Австрии, Норвегии, Швеции и Финляндии.

Планирование потребления электроэнергии выполняется в зависимости от объемов конкретной производственной деятельности объектов хозяйств (продукции, работ, услуг) по удельным нормам расхода электроэнергии на единицу продукции. Одним из важных показателей, характеризующих затраты электроэнергии на производственно-

технологические нужды, является установленная мощность нетяговых потребителей электроэнергии.

Существуют предприятия, которые потребляют электроэнергию от системы электроснабжения железной дороги - это производственные цеха, склады, гаражи, жилые посёлки и т.д. Установленную мощность железнодорожных потребителей можно контролировать, в то время как контроль сторонних затруднён. Анализ расхода электроэнергии нетяговыми потребителями железнодорожного транспорта показал, что их потребление постоянно корректируется, разрабатываются различные методики, нормы и мероприятия по снижению расхода электроэнергии как на тягу поездов, так и на эксплуатационные нужды. В рамках исследования причин отказов и неисправностей в системе нетягового электроснабжения был проведён анализ электропотребления нетяговыми потребителями.

Для анализа были взяты данные о электропотреблении нетяговых потребителей двух сетевых районов Белорусской железной дороги. Анализ электропотребления сторонних потребителей показал, что их число растёт из года в год, а объёмы потребления электроэнергии для них неумолимо увеличиваются. В период с 2005 г. по настоящее время потребление электроэнергии нетяговых потребителей увеличилось на 25% [10, 11].

Те линии электроснабжения, которыми железная дорога обслуживает нетяговых потребителей с момента своей закладки мало изменялись. Проверка высоким напряжением проводится не всегда должным образом, а нужно учитывать постоянно растущие нужды потребителей, увеличение нагрузки. Очень часто, для удовлетворения нужд, стараются ограничиться заменой трансформатора на более мощный, однако, это не решит проблему постоянно растущего числа отказов в распределительных сетях нетягового электроснабжения, а, возможно, усугубит её. Понятно, что менять полностью всю базу проводов и кабелей невозможно, поэтому необходимо осуществлять комплексный и планомерный подход к решению этой проблемы.

Анализ отказов и неисправностей показал, что электропотребление нетяговых потребителей постоянно растёт, поэтому повышенная токовая нагрузка будет вызывать сбои в работе нетягового электроснабжения.

1.5 Анализ существующих методов расчёта токовой нагрузки для распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей

Для расчёта распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей применяются различные методы, известные из теоретических основ электротехники [13, 14]. Анализ сложных электрических цепей с несколькими источниками энергии может быть проведён в основном четырьмя методами: метод непосредственного применения законов Кирхгофа, метод узловых потенциалов, метод контурных токов и матричный метод.

1. Метод непосредственного применения законов Кирхгофа

В схеме имеются узлы, для которых можно составить уравнения по первому закону Кирхгофа. Эти уравнения складываются и получается тождество. Если в схеме имеется n узлов, количество независимых уравнений, которые можно составить по первому закону Кирхгофа, равно $n - 1$. Недостающее количество уравнений составляют по второму закону Кирхгофа. Уравнения по второму закону составляют для независимых контуров. Независимым является контур, в который входит хотя бы одна новая ветвь, не вошедшая в другие контуры. Решив совместно системы уравнений, определим токи в схеме. Ток в ветви может иметь отрицательное значение. Это означает, что действительное направление тока противоположно выбранному нами. Метод непосредственного применения законов Кирхгофа громоздок. Имеется возможность уменьшить количество совместно решаемых уравнений системы.

2. Метод контурных токов.

Метод контурных токов заключается в том, что вместо токов в ветвях определяются, на основании второго закона Кирхгофа, так называемые контурные токи, замыкающиеся в контурах.

В данном методе электрическая цепь разбивается на систему независимых контуров. При выборе системы независимых контуров необходимо следовать трем основным правилам: каждая ветвь цепи должна войти в состав хотя бы одного контура; каждый из контуров должен включать хотя бы одну ветвь, не входящую ни в один из других контуров; если контур содержит несколько ветвей, не входящих в состав ни одного из других контуров, то эти ветви должны быть включены последовательно друг за другом и не должны иметь общих узлов с остальными ветвями цепи, за исключением начального и конечного узлов данной последовательной цепочки. Если цепь содержит идеальные источники тока, то на выбор системы контуров накладываются два дополнительных условия: в состав любого контура может войти только один идеальный источник тока; любой из источников тока может войти в состав только одного контура.

Для каждого из независимых контуров цепи записывается уравнение 2-го закона Кирхгофа. В качестве независимых переменных в полученных уравнениях выступают контурные токи, протекающие каждый по своему контуру, причем истинный ток в ветви, входящей одновременно в состав нескольких независимых контуров, равен алгебраической сумме контурных токов данных контуров. Рассмотренный метод хотя и проще предыдущего, однако при рассмотрении сложной схемы могут возникнуть задачи, которые невозможно решить с помощью этого метода.

3. Метод узловых потенциалов.

Данный метод предназначен для расчета разветвленных электрических цепей. Метод узловых потенциалов позволяет составить систему уравнений, по которой можно определить потенциалы всех узлов схемы. По известным

разностям узловых потенциалов можно определить токи во всех ветвях. Потенциал любой точки схемы можно принять равным нулю. Узел, величину потенциала которого выбирают произвольно, называют базисным.

Выбирается любая точка за точку с нулевым потенциалом. Затем нужно условно выбрать направления токов через сопротивления.

Теперь можно записать уравнения, исходя из одного правила: в узле сумма токов равна нулю. Решив совместно уравнения, определим неизвестные потенциалы, а затем по закону Ома для активной или пассивной ветви найдем токи. Метод узловых потенциалов наиболее подходящий для расчёта токов в распределительных сетях нетяговых железнодорожных потребителей, но громоздкость и сложность реализации расчётов на ЭВМ не позволяют использовать его для имитационного моделирования.

4. Матричный метод.

Для современных развитых электрически сетей это сложная задача, не разрешимая без применения специализированных компьютерных программ (Mathcad, Maple). Но использование компьютерных программ предполагает необходимость аналитического представления сложных схем. В связи с этим весьма продуктивным является матричный метод, основанный на использовании некоторых положений топологической теории графов и алгебры матриц.

Матрицей является таблица величин, обладающих каким-либо общим признаком и записанных в определенной последовательности. Для этого все входящие в эту таблицу величины предварительно должны быть соответственно пронумерованы. Алгебра матриц позволяет оперировать одновременно с целыми группами одноинных величин и записывать производимые над ними действия упрощённо некоторыми символами.

Однако операции с V матрицами требуют обычно значительно большей тщательности и осторожности при выполнении математических преобразований. Кроме того, не все правила, известные из элементарной алгебры, применимы в том же виде и при операциях с матрицами.

Большим преимуществом матричной формы записи являются её компактность, кратность, отсутствие излишней громоздкости. Решение задачи получается более изящным и доходчивым. Матричная запись решения определяет рациональный порядок выполнения отдельных действий, т.е. алгоритм расчёта. Существенно облегчается и программирование решения задачи при использовании компьютерных программ. При этом, оказывается возможным использование различных стандартных операций с матрицами. Это позволяет резко сократить время, потребное для программирования и отладки программы.

Если полученную ранее схему замещения (рисунок 1.1) рассматривать как направленный граф, (рисунок 1.2) то удаётся воспользоваться её обобщённым аналитическим представлением, пригодным для любой

частной схемы. При этом аналитическое представление сложных схем получается с использованием наименьшего количества исходной информации.

В направленном графе пронумерованы все узлы и ветви, каждая ветвь имеет начальную вершину и конечную вершину, т.е. ей присвоено направление, показанное стрелкой. Нумерация узлов и ветвей принимается в общем случае такой, чтобы узел, где подключён источник питания, имел нулевой номер. Этот узел называется узлом баланса или базисным узлом.

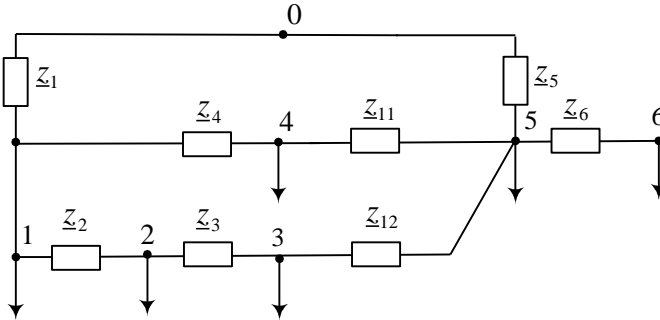


Рисунок 1.1 – Схема замещения распределительной сети нетяговых железнодорожных потребителей

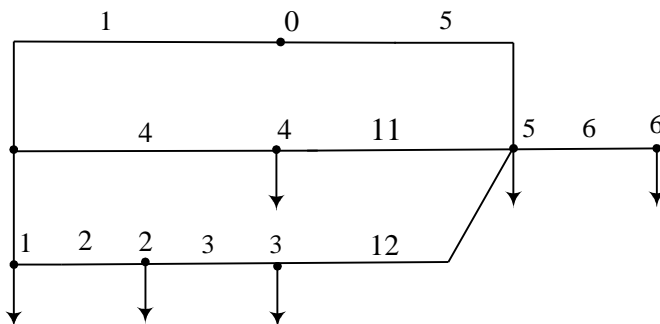


Рисунок 1.2 – Направленный граф схемы замещения распределительной сети нетяговых железнодорожных потребителей

В каждом узле графа может быть приложена нагрузка в виде задающего тока или мощности, но могут быть и узлы без нагрузки. Для схемы с выбранными положительными направлениями ветвей можно составить матрицу M , отражающую соединение ветвей в узлах. Эта матрица называется первой матрицей инцидентий. Каждая строка L этой матрицы соответствует определённому независимому узлу схемы, имеющему тот же номер i . Каждый столбец j этой матрицы соответствует ветви с тем же номером j . На пересечении строки i и столбца j этой матрицы помещается положительная единица, если ветвь j соединена с узлом i своей начальной вершиной, т.е. имеет направление от данного узла i . На пересечении строки i и столбца j помещается отрицательная единица, если ветвь j направлена к узлу i , т.е. соединена с ним своей конечной вершиной. Наконец, на пересечении строки i и столбца u помещается нуль, если ветвь j не соединена с узлом i непосредственно.

1.6. Анализ существующих систем расчёта токовой нагрузки для распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей

Характерными особенностями сложных систем являются: наличие большего числа элементов; сложный характер связей между отдельными элементами; сложность функции, выполняемых системой; наличие управления, как правило, сложно организованного. Эти особенности сложных систем требуют для их использования и разработки применения математического компьютерного моделирования [15, 16].

Для аналитических моделей характерно, что процессы функционирования элементов сложной системы записываются в виде некоторых функциональных соотношений или логических условий [15, 17]. Аналитическая модель может использоваться одним из следующих способов:

- аналитическим – когда стремятся получить в общем виде явные зависимости для искомых величин;
- численным – когда, не имея возможности решать имеющиеся уравнения в общем виде, все же можно получить числовые результаты при конкретных начальных данных;
- качественным – когда, не имея решения в явном виде, тем не менее, можно найти некоторые свойства решения, например, оценить его устойчивость.

Наиболее полное, а, в некоторых случаях, и исчерпывающее исследование можно провести в том случае, если получены явные зависимости, связывающие искомые величины с параметрами системы и начальными условиями. Однако их удастся получить лишь для сравнительно простых систем. Если же система достаточно сложна, аналитическое исследование наталкивается на значительные, а зачастую и непреодолимые трудности. Поэтому, стремясь, все же получить аналитическое решение, нередко идут на упрощение первоначальной модели, чтобы иметь возможность изучить некоторые общие свойства системы. Для получения аналитического решения различных типов функциональных уравнений создан мощный математический аппарат (алгебра, функциональный анализ, теория и методы решения дифференциальных и интегральных уравнений, теория вероятностных процессов и т.д.).

В имитационных же моделях моделирующий алгоритм приближенно воспроизводит сам процесс-оригинал в смысле его функционирования во времени, причем имитируются элементарные деления, составляющие процесс, с сохранением их логической структуры и последовательности протеканий во времени. Сущность рассматриваемого метода моделирования состоит в программной реализации специального алгоритма, который воспроизводит формализованный процесс сложной системы. Моделирующий алгоритм позволяет по исходным данным, содержащим сведения о начальном состоянии процесса (входной информации) и его параметрах, получить информацию о состоянии процесса в произвольные моменты времени.

Имитационное моделирование есть процесс конструирования модели реальной системы и постановки экспериментов на этой модели с целью либо понять поведение системы, либо оценить (в рамках ограничений, накладываемых некоторым критерием или совокупностью критериев) различные стратегии, обеспечивавшие функционирование данной системы.

Распределительные сети нетяговых потребителей являются сложной системой. Связи между отдельными объектами очень сложны. Аналитическое их описание чрезвычайно затруднено. Поэтому имитационное моделирование представляет, по сути дела, единственный путь, позволяющий осуществить исследование и анализ работы

распределительных сетей, оценить показатели работы с учетом действительных условий эксплуатации.

Несмотря на ряд недостатков имитационных моделей (дороговизна и большие затраты времени при разработке, трудности при оценке точности получаемых результатов) имитационное моделирование за счет высокого уровня детализации систем любого уровня сложности, возможности исследования динамики развития процесса представляется перспективным направлением для исследования и анализа работы распределительных сетей нетягового электроснабжения [18, 19].

Работы по созданию имитационных моделей проводились в ряде вузов и научно-исследовательских институтах, среди которых в первую очередь надо отметить МИИТ, ВЗИИТ, РГОТУПС, УрГУПС, ОмГУПС, ВНИИЖТ МПС.

Расчетными моделями, получившими наибольшее практическое применение, являются NORD-3 и КОРТЭС разработки ВНИИЖТ.

Программа NORD-3 предназначена для выполнения расчетов нагрузочных режимов системы тягового электроснабжения постоянного тока на много путных участках, содержащих от 1 до 10 межподстанционных зон с произвольным числом постов секционирования (ПС) и пунктов параллельного соединения подвесок путей (ППС), при нормальных или вынужденных схемах питания контактной сети. Результатами расчетов являются расходы и потери электроэнергии по участку, средние и максимальный токи каждой подстанции, наибольшие средние токи фидеров и температуры нагрева проводов подвески за период 1, 3 и 20 мин, минимальные значения напряжения в контактной сети межподстанционных зон. Эти параметры определяются на основе имитационного моделирования движения поездов при заданном (пакетном) или случайном чередовании межпоездных интервалов и масс поездов. Предоставляется также возможность расчета мгновенных схем с заданным фиксированным расположением нагрузок.

Программный комплекс КОРТЭС предназначен для решения на персональных компьютерах в среде Windows 98/Me/2000/XP различных расчётных задач, связанных с выбором параметров, определением характеристик режимов и нагрузочной способности систем тягового электроснабжения и их отдельных элементов.

Во многих отношениях КОРТЭС является преемником пакета программ NORD, работающего в операционной системе Windows 98/Me/2000/XP и обладающего в связи с этим ограниченными возможностями. В реализации новых программ максимально использован принцип совместимости “вверх” с базами данных устройств и участков, созданными с помощью пакета NORD. Среди новых основных возможностей, реализованных в КОРТЭС, можно отметить следующие:

- определение тяговой нагрузки с учётом рекуперации энергии, а также кратности тяги по отдельным перегонам участка;
- выполнение электрических расчётов на основе моделирования графика движения поездов различных категорий - скоростных, пассажирских, грузовых (в том числе повышенной массы), пригородных и др.;
- расчёт схем питания фидерных зон от нескольких тяговых подстанций при наличии примыкающих участков;
- учёт реальной схемы подключения фидеров подстанций и постов секционирования к контактной сети при заданном расположении воздушных промежутков.

Программный комплекс КОРТЭС предназначен для выполнения электрических расчётов рабочих режимов системы тягового электроснабжения постоянного тока 3 кВ при нормальных и вынужденных схемах питания контактной сети. Результаты расчётов позволяют определить нагрузочную способность электрифицированного участка в различных условиях организации движения поездов на основе сопоставления параметров режима с их нормативными значениями.

Расчётная схема участка может содержать произвольное количество межподстанционных зон. В ней учитывается реальное расположение воздушных промежутков и точек подключения фидеров тяговых подстанций и постов секционирования к контактной сети.

Параметры режима системы определяются на основе моделирования графика движения поездов различных категорий, в том числе по его случайным реализациям согласно заданным размерам движения на участке. Результатами расчётов являются:

- расходы электроэнергии в режимах тяги и рекуперации - по всему участку, по отдельным подстанциям и по энергосистемам, питающим группы подстанций;
- потери электроэнергии в тяговой сети;
- средние, максимальные, 3- и 15-минутные токи преобразователей подстанций;
- наибольшие средние токи и температуры нагрева проводов контактной подвески и отсасывающих линий за период 1, 3 и 20 мин;
- минимальные значения напряжения в контактной сети межподстанционных зон за заданный период 1 или 3 мин.

Программный комплекс для моделирования работы системы электроснабжения двухпутного участка (УрГУПС) позволяет решать следующие основные задачи:

1 Выбор оптимального по технико-экономическим показателям способа усиления системы электроснабжения участков с учетом действительных условий эксплуатации.

2 Выбор допустимой схемы пропуска поездов по существующим параметрам устройств электроснабжения, определение минимальных

допустимых межпоездных интервалов при вынужденных режимах работы системы электроснабжения.

3 Оценка режима нагрузки отдельных элементов системы; оценка режима напряжения в отдельных точках системы и среднего его уровня за время хода по отдельным элементам пути с учетом регулирования напряжения, определение потерь электрической энергии в тяговой сети, в т.ч. от уравнильных токов, уменьшение этих потерь электрической энергии.

4 Прогнозирование состояния силовых трансформаторов и полупроводниковых преобразователей тяговых подстанций с учетом изменения температуры окружающей среды, позволяющее оценивать остаточный ресурс работоспособности трансформаторов, определять трансформаторы и полупроводниковые преобразователи, подлежащие тщательной проверке, обеспечивать своевременную замену оборудования; проверка проводов контактной сети на нагревание по максимальные эффективными токам за заданные промежутки времени.

5 Выбор целесообразных режимов работы оборудования подстанций, направленных на уменьшение потерь электрической энергии в трансформаторах и преобразовательных агрегатах и интенсивности их старения.

6 Оценка действительных значений максимальных рабочих токов фидеров тяговых подстанций и постов секционирования, пунктов параллельного соединения на основе метода последовательного анализа, позволяющая более обоснованно подходить к выбору уставок быстродействующих выключателей и вероятность сбоя движении поездов.

7 Определение оптимальных мест размещения пунктов параллельного соединения, обеспечивавших максимальное уменьшение потерь электрической энергии в контактной сети.

В результате выполнения электрического расчета создаются массивы значений, характеризующие изменения во времени: токов тяговых подстанций, их фидеров, фидеров постов секционирования, пунктов параллельного соединения, уравнильных токов, напряжения на шинах тяговых подстанций, на токоприемниках электровозов, в любой точке тяговой сети, разность напряжения на шинах тяговых подстанций. В табличной форме выдается информация: о времени работы того или иного числа понизительных трансформаторов и преобразовательных агрегатов, о величине годовых потерь энергии в головных и тяговых трансформаторах, в выпрямительных агрегатах, в реакторах сглаживающих устройств каждой тяговой подстанции; о величине годовых потерь электроэнергии в тяговой сети, в том числе и от уравнильных токов; о потреблении электроэнергии с шин каждой тяговой подстанции и на каждой межподстанционной зоне; о возможной и вырабатываемой годовой энергии рекуперации на каждом

пути межподстанционной зоны и величине перетока энергии рекуперации через шины подстанций.

Рассмотренные модели расчета предусматривают расчёт нагрузочной способности системы тягового электроснабжения, однако применение их для моделирования процессов в распределительных сетях нетягового электроснабжения весьма ограничены. В связи с этим были рассмотрены модели, не имеющие отношения к электроснабжению, однако позволяющие производить учёт состояния параметров распределительных сетей и производить моделирование их работы.

Известна система учета, планирования и контроля при совершении действий с ресурсами.

Система включает блок ввода задания системе на данный момент времени, блок ввода величин на другой момент времени, интересующий пользователя, блок памяти, блока вычисления заданных величин, блока управления. Система объединяет базовую компьютерную систему и интерфейс пользователя для входа в систему и обеспечения получения информации по страхованию и по вкладам.

Недостатком этой системы является ограниченность области использования из-за применения в каждом случае специфического алгоритма обработки, как следствие разработки уникальной программы. Система обрабатывает данные только по денежным ресурсам и не имеет возможности контролировать себя, например, как деньги – товар – деньги, или товар – деньги – товар, или энергия - ее передача в том или другом направлении и т. п. Известные аналоги сложны в пользовании, в известной системе трудно проследить во времени процесс проведения операции по преобразованию вводимых параметров, планируемых и фактически получаемых через любой выбранный промежуток времени.

Известна система контроля за процессами, связанными с использованием различного рода ресурсов (финансовых, энергетических, товарных и т.п.), система предназначена учитывать ресурсы, как входящие в нее, так и исходящие из нее, планировать и контролировать их перемещение в системе. Система предназначена обеспечить учет вводимых в систему параметров (ресурсов) в процессе их преобразования, передачи ресурсов под запланированное условие для получения результата при перемещении ресурса, контроль за возвратом ресурсов в систему или передачи его из системы, контроль за получением фактического дохода. Система позволяет учитывать, планировать и контролировать действия с ресурсами разного вида: денежные блоки, добычу полезных ископаемых, продажу энергоресурсов, передвижение материальных средств внутри отдельного цеха, предприятия, отрасли, региона преобразование ресурсов в системе управления процессами регулирования, например, расхода топлива, расхода и получения электроэнергии, расхода и получения веществ и т. п. в

зависимости от вводимых в систему показателей и показателей, которые необходимо контролировать.

Кроме того, при каждом цикле работы системы, определяемом между временем T_1 ввода задания и временем T_2 , запланированным для контроля выполнения задания, определяют показатели для контроля и учёта состояния ресурса в системе. При этом система может управлять процессами до получения полного согласования плановых показателей и фактических путем ввода в следующем цикле работы значений с учетом значений, полученных в предыдущем цикле.

Недостатком этой системы является отсутствие возможности работы системы с множеством взаимосвязанных ресурсов, моделирование и корректировка схемы взаимосвязей ресурсов, расчёта запланированной величины ресурса и сравнение расчётной с фактической величиной, а так же интеграции и сбора информации о ресурсе.

В связи с этим необходимо усовершенствовать модель для расчета параметров распределительной сети для более точной оценки процессов работы системы нетягового электроснабжения.

1.7 Причины и характер повреждений основных элементов систем электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей

Электроустановки, используемые для преобразования, передачи и распределения электроэнергии, подвергаются воздействию большого количества факторов, которые можно подразделить на четыре группы: воздействия окружающей среды, эксплуатационные, случайные, ошибки проектирования и монтажа [20].

К факторам окружающей среды, где функционируют элементы ЭУ, относятся интенсивность грозовой и ветровой деятельности, гололедные отложения, обложные дожди, мокрый снег, густой туман, изморозь, роса, солнечная радиация и другие.

Применительно к передаточным устройствам – воздушные линии всех классов напряжений – наиболее характерными факторами, способствующими их отказам, являются морозящий дождь, мокрый снег, густой туман, изморозь и роса, а у силовых трансформаторов, установленных на электроустановках открытого типа, к факторам окружающей среды относятся солнечная радиация, атмосферное давление, температура окружающей среды.

Особенностью эксплуатации элементов ЭУ открытого исполнения всех классов напряжений является изменение всех факторов, например, изменение температуры от -30 до $+40^{\circ}\text{C}$.

К эксплуатационным факторам относятся перегрузки элементов ЭУ, токи коротких замыканий, различные виды перенапряжений. Согласно правилам технической эксплуатации, воздушные линии 10–35 кВ с изолированной нейтралью допускается эксплуатировать при наличии

однофазного замыкания на землю, а длительность их устранения не нормируется. При таких условиях эксплуатации дуговые замыкания в разветвленных распределительных сетях являются основной причиной повреждения ослабленной изоляции. Для силовых трансформаторов наиболее чувствительными из эксплуатационных факторов являются их перегрузка, механические усилия на обмотках при сквозных токах коротких замыканий. Значительное место в эксплуатационных факторах занимает квалификация персонала.

К группе факторов, косвенно влияющих на надежность работы ЭУ, относятся ошибки проектирования и монтажа: несоблюдение руководящих материалов при проектировании, не учет требований надежности, не учет величины емкостных токов в сетях 10–35 кВ и их компенсации при развитии сетей, некачественное изготовление, дефекты монтажа и др.

Небольшую группу влияющих на показатели надежности электроустановок в эксплуатации составляют случайные факторы: наезд транспорта на опоры, обрыв провода и т.п. Целью исследования взаимодействия ЭУ с воздействующими факторами является разработка технических, организационных и экономических мероприятий, направленных на повышение надежности элементов ЭУ. Применительно к взаимодействию ЭУ с факторами окружающей среды региона необходимо выяснить характер и причины взаимного влияния, количественную и качественную оценки, рассмотреть поток отказов из-за воздействующих факторов с учетом пространства и времени.

Воздушные линии электропередачи. Различают устойчивые повреждения воздушных линий (опоры, провода, изоляторы) и неустойчивые (самовосстанавливающиеся). Последние ликвидируются путем успешного действия устройств автоматического повторного включения (АПВ) или ручного включения.

Основными причинами повреждения воздушных линий (ВЛ) являются:

- грозовые перекрытия изоляции;
- гололедно-изморозевые отложения;
- ветровые нагрузки;
- вибрация и “пляска” проводов;
- возгорание деревянных опор;
- ослабление прочности деталей опор;
- повреждение опор и проводов автотранспортом и др.

Внешние воздействия приводят к перекрытию изоляции, разрушению изоляторов, обрыву проводов, падению опор.

Повреждения ВЛ возможны и в нормальных условиях работы:

- из-за превышения фактических электрических нагрузок расчетных значений;
- дефектов, возникших при изготовлении опор, проводов, изоляторов;
- неправильного применения типов проводов, опор, изоляторов по

природно-климатическим зонам;

- нарушения правил монтажа и сооружения ВЛ;
- недостатков эксплуатации (несоблюдения сроков и объемов проверок, текущих и капитальных ремонтов).

Кабельные линии электропередачи. Основной причиной повреждений кабельных линий (КЛ) является нарушение их механической прочности строительными машинами и механизмами при земляных работах. Другими причинами являются старение межфазной и поясной изоляции, электрическая и химическая коррозия покрытия, перегрузка кабеля, попадание влаги в кабель, нарушение изоляции грызунами.

Повреждаемость КЛ зависит от способа прокладки КЛ (в земле, блоках, трубах, тоннелях), разности горизонтальных уровней участка КЛ (при больших перепадах происходит стекание масла и осушение изоляции), агрессивности окружающей среды, величины блуждающих токов и наличия защиты от них, интенсивности ведения строительных работ в зоне прокладки КЛ, срока эксплуатации, режима работы.

Электрические пробой чаще происходят не на целом кабеле, а в местах установки соединительных муфт, на концевых воронках, вертикальных участках кабеля.

Силовые трансформаторы. Этот вид оборудования повреждается значительно реже, чем линии электропередачи, однако его отказ ведет к более тяжким последствиям, и восстановление работоспособности требует длительного времени. Основные причины отказов в работе силовых трансформаторов связаны с дефектами конструкции и изготовления, процессами износа и старения изоляции вследствие перегрузок, недостаточного охлаждения, а также из-за воздействия внешних перенапряжений и токов короткого замыкания.

Наиболее распространенные повреждения силовых трансформаторов:

- нарушение изоляции обмоток трансформатора;
- повреждение переключателей (в основном регулируемых под нагрузкой), обусловленное конструктивными и технологическими дефектами;
- выход из строя вводов в основном при воздействии внешних перенапряжений в сети (перекрытие внешней или внутренней изоляции, механические повреждения, некачественные контактные соединения);
- поломка устройств, регулирующих напряжение (особенно автоматических под нагрузкой);
- протекание масла (для масляных трансформаторов).

Основные способы повышения надежности эксплуатации трансформаторов:

- тщательная приемка в эксплуатацию с выполнением контрольных испытаний;
- периодические осмотры и проверки в процессе эксплуатации с

соблюдением требуемых сроков и объема испытаний;

– соблюдение режимов работы трансформаторов, не допускающих значительной перегрузки в течение длительного времени;

– установка в сети средств снижения мощности коротких замыканий (реакторов) и величины перенапряжений (разрядников) [16].

Электрические двигатели. Наибольшая часть отказов электродвигателей происходит из-за повреждений обмоток статора, что чаще всего связано с межвитковыми и межфазными короткими замыканиями, обрывом фазы и замыканиями на корпус.

Для ротора характерными отказами являются выплавление алюминиевой обмотки; затир ротора и статора, происходящий из-за неточного совпадения осей ротора и статора, износа подшипников, одностороннего магнитного притяжения, недопустимого прогиба вала.

У подшипников имеют место усталостные повреждения из-за переменных циклических напряжений и бринелирование поверхностей качения в результате несоосности валов двигателя и редуктора, дисбаланса ротора, резких колебаний нагрузки двигателей, внешних ударных и вибрационных воздействий.

Состояние подшипников зависит от состояния их смазки, которая с течением времени теряет свои смазывающие свойства из-за постепенного возрастания вязкости.

В дополнение к вышеизложенному необходимо отметить, что работоспособность устройств электроснабжения во многом зависит от своевременного ремонта и модернизации. Существует отчетная документация для учёта неисправностей в системах электроснабжения. Проанализировав эту документацию, можно выявить место и время наиболее частых отказов.

Проведенный анализ неисправностей выявил, что 60% от общего числа неисправностей связаны с отказами в местах соединений. Наибольшее число отказов - это обрыв проводов и кабелей в местах контакта. В таблице 1.3 представлены часто повторяющиеся отказы в оборудовании рассмотренных систем электроснабжения.

Таблица 1.3 – Соотношение наиболее часто встречающихся повреждений к общему числу неисправностей

№	Основные неисправности	Количество неисправностей к общему числу отказов в системе
1	Воздушные линии	18,1%
2	Кабельные линии	32,3%
3	Трансформатор	5,3%
	Итого	55,7%

Как видно из таблицы 1.3, около 32,3% всех неисправностей происходит в кабельных линиях. На основании проведенных исследований отмечено

повторение неисправностей через определённый промежуток времени в одном и том же месте. При этом наиболее часто наблюдается обрыв проводов и кабелей вследствие нарушения контакта в местах соединений.

По характеру проявления отказы подразделяются на внезапные и постепенные. Если внезапные отказы наступают с некоторой вероятностью в дискретные моменты времени и практически не поддаются прогнозированию, то при постепенных отказах можно оценить характер изменения параметров и на этой основе определить прогнозирующую функцию.

1.8 Основные выводы по совершенствованию расчетов систем электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей

1 Анализ результатов экспериментальных исследований качества электрической энергии, отчетных потерь ЭЭ в системе электроснабжения стационарных потребителей железных дорог свидетельствует о недостаточной пропускной способности и перегрузке кабельных, воздушных линий и трансформаторов, высоких фактических потерях электроэнергии и низком ее качестве.

В настоящее время основой управления параметрами режима системы электроснабжения является оперативно-диспетчерское управление переключениями, выполняемое, как правило, персоналом.

2 Отмечена особая актуальность точности расчёта электрических параметров и моделирования различных режимов работы в распределительных сетях нетяговых потребителей железнодорожного транспорта.

3 С целью повышения достоверности расчетов предложено использовать данные автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

4 В существующих программных и расчётных средствах (NORD-3, КОРТЭС, программа от Уральского государственного университета путей сообщения (УрГУПС), системы учёта, планирования и контроля при совершении действий с ресурсами и т.п.) не предусмотрен расчёт параметров электроснабжения распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей.

5 Существующие системы электроснабжения стационарных потребителей железных дорог напряжением 110/35/27,5/10/6/0,4 кВ выполнены в виде иерархических структур от источника к нагрузке, имеют низкую наблюдаемость параметров режима, недостаточную оснащенность линейными регуляторами и элементами автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций для повышения энергоэффективности процессов передачи и распределения электрической энергии.

Разрабатываемые методы и алгоритмы должны быть направлены на реализацию функционирования эффективной, гибкой электрической инфраструктуры, позволяющей интегрировать источники (накопители) энергии, осуществлять взаимодействие централизованных и распределенных регуляторов параметров режима на основе современных технических средств и адаптивной системы управления.

2 МЕТОД ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Имитационное моделирование – метод научного исследования систем, для которого характерно программное воспроизведение процессов функционирования элементов системы с сохранением их алгоритмов, причинно-следственных связей, последовательности протекания и вероятностного характера.

Так, в процессе имитации с помощью генератора случайных чисел разыгрываются, например, моменты наступления и виды отказов некоторых элементов и проверяются условия работоспособности системы в этот момент. Если существующие отказы элементов не нарушают условий работоспособности системы, то разыгрываются очередные отказы. Наряду с моделированием отказов имитируются процессы восстановления отказавших элементов. В процессе имитации отслеживаются и фиксируются определенные события и состояния системы (наработка до отказа, продолжительность восстановления и др.), по которым оцениваются показатели надежности системы.

При создании имитационной модели могут быть учтены:

- структура исследуемой системы и возможности её модификации;
- различные режимы функционирования системы и их характеристики;
- условия, накладываемые на зависимость отказов элементов.

В имитационной модели могут быть реализованы произвольные вероятностные закономерности надежностных свойств элементов и воздействий на систему. Поэтому стандарты [24] определяют имитационное моделирование в качестве наиболее универсального метода исследования надежности систем.

Другими достоинствами имитационного моделирования является возможность [25, 26]:

- визуального наблюдения за процессом функционирования системы в течение некоторого времени;
- рассматривать различные варианты системы электроснабжения, отвечающие различным сторонам функционирования и возможным структурным преобразованиям;
- имитировать большое число отказов оборудования и программных средств, что практически неосуществимо при натурных испытаниях;
- оценивать значения всех необходимых количественных показателей надежности;
- создать во время испытаний всё множество технологических ситуаций;
- проводить испытания модели системы в ускоренном или замедленном машинном времени. Так, в течение малого времени на компьютере можно проимитировать многолетнее функционирование системы, собрать статистику о тысячах отказов;

– использовать имитационную модель в качестве тренажера для отработки навыков принятия технических и управленческих решений.

Множественно воспроизводя процесс функционирования имитационной модели системы до отказа, можно собрать статистический материал, достаточный для оценки интересующих показателей надежности системы с заданной точностью. Такой подход исследования называется статистическим моделированием.

Метод ИМ заключается в создании логико-аналитической (математической модели системы и внешних воздействий), имитации функционирования системы, т.е. в определении временных изменений состояния системы под влиянием внешних воздействий и в получении выборок значений выходных параметров, по которым определяются их основные вероятностные характеристики. Данное определение справедливо для стохастических систем. При исследовании детерминированных систем отпадает необходимость изучения выборок значений выходных параметров. Модель системы со структурным принципом управления представляет собой совокупность моделей элементов и их функциональные взаимосвязи. Модель элемента (агрегата, обслуживающего прибора) – это, в первую очередь, набор правил (алгоритмов) поведения устройства по отношению к выходным воздействиям (заявкам) и правил изменений состояний элемента. Элемент отображает функциональное устройство на том или ином уровне детализации. В простейшем случае устройство может находиться в работоспособном состоянии или в состоянии отказа. В работоспособном состоянии устройство может быть занято, например, выполнение операции по обслуживанию заявки или быть свободным. К правилам поведения устройства относятся правила выборки заявок из очереди; реакция устройства на поступление заявки, когда устройство занято или к нему имеется очередь заявок; реакция устройства на возникновение отказа в процессе обслуживания заявки и некоторые другие. Имитационное моделирование (ИМ) – это метод исследования, который основан на том, что анализируемая динамическая система заменяется имитатором и с ним производятся эксперименты для получения об изучаемой системе. Роль имитатора зачастую выполняет программа. Основная идея метода ИМ состоит в следующем. Пусть необходимо определить функцию распределения случайной величины y .

Допустим, что искомая величина y может быть представлена в виде зависимости от случайных величин с известными функциями $f(\alpha)$, ..., $f(\beta)$, $f(\omega)$.

Для решения задач такого вида применяется следующий алгоритм:

- 1 производится розыгрыш случайных величин $f(\alpha)$, ..., $f(\beta)$, $f(\omega)$;
- 2 по каждой из величин в результате каждого розыгрыша определяется некоторое конкретное значение случайной величины i_α , ..., i_β , i_ω .

3 используя найденные величины, определяется одно частное значение u_i ;

4 предыдущие операции повторяются N раз, в результате чего определяется N значений случайной величины u ;

5 на основании N значений величины находится её эмпирическая функция распределения.

Особенности имитационного моделирования. В процессе имитации приходится оперировать большими объемами данных о функционировании и взаимодействии элементов системы, отслеживать факторы с требуемыми вероятностными характеристиками, накапливать и анализировать статистику об отказах. Поэтому основным техническим средством автоматизации имитационного моделирования является компьютерная программа, а имитационная модель по существу является компьютерной программой.

Создание имитационной модели предполагает:

1) формализацию исследуемых систем;
2) описание на языке программного моделирования (например, C++ и java):

- алгоритмов функционирования и взаимодействия элементов системы;
- условий работоспособности систем;
- надежных характеристик элементов;
- вероятностных характеристик входных воздействий;
- режимов эксплуатации и технического обслуживания.

Ограничения имитационного моделирования:

– не предоставляется непосредственное решение задачи (как при использовании аналитических методов). Имитационная модель служит лишь средством для анализа поведения системы в условиях, определяемых экспериментатором;

– результаты имитационного моделирования зачастую носят вероятностный характер и требуют применения многочисленных методов статистического анализа данных;

– имитационная модель зачастую применима для решения лишь определенной узкой задачи исследования. Незначительная корректировка задачи может потребовать новую имитационную модель;

– имитационная модель, как любая компьютерная программа, требует *верификации* – проверки соответствия фактического алгоритма функционирования имитационной модели замыслу исследования;

– задача *проверки адекватности* (характерная для любой модели) в имитационном моделировании стоит наиболее остро, что связано с вероятностным характером результатов моделирования;

– имитационная модель надежности системы с большим количеством элементов может потребовать значительных ресурсов оперативной памяти

ЭВМ и машинного времени для воспроизведения процессов функционирования каждого элемента;

– имитационное моделирование высоконадежных систем весьма ресурсоёмко.

Целью ИМ является определение варианта организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами с помощью метода статистических испытаний или метода Монте-Карло на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями. Для N' наиболее эффективных вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта рассчитывается вероятность безотказной работы.

2.1 Этапы разработки программы расчета системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта

Алгоритм ИМ электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта (ИМ УЗЛОВ) основан на поиске варианта организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами с помощью метода статистических испытаний на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями [51, 52]. Алгоритм ИМ УЗЛОВ предписывает выполнить следующие действия:

1 внесение исходных данных:

– координаты точек расположения ИП, РУ и ТП ($x_i, y_i, i = \overline{1, n}$);

– сведения о всех ТП: номер или название ТП; P_p – расчетная активная нагрузка потребителя; $\cos\varphi_p$ – расчетный коэффициент мощности; категории потребителей; T_M – число часов использования максимума нагрузки в год; $U_{ном}$ – напряжение первичной обмотки трансформаторов; k_ϕ – коэффициент формы графика нагрузки участка сети. По умолчанию программа продолжает названия ТП, присваивая $i+1$ подстанции $i+1$ номер, при этом возможно редактирование.

Также реализован расчет для существующей сети, не предполагающий капитальные затраты на сооружение сети ($K = 0$).

В случае необходимости выполняется определение рационального расположения источников питания в системе электроснабжения (приложение В.6).

Выполняется визуализация расположения ИП и ТП с нанесением координатной сетки, масштабирование координатной сетки до размера окна программы и указание соответствующих текстовых подписей, также выполняется масштабирование изображения ИП, РУ и ТП;

2 отображение и заполнение матрицы связи между ТП и РУ.

Данная процедура позволяет сформировать матрицу всех возможных соединений между ТП и РУ с учетом ограничений для розыгрыша различных вариантов методом статистических испытаний. Главная диагональ не используется, а выбор ТП или РУ разыгрывается с помощью генератора случайных чисел. Данную матрицу легко редактировать, активируя или убирая соответствующие символы связей между ТП или РУ.

Рассчитываются кратчайшие расстояния между всеми объектами по формуле $l_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$, также редактор позволяет изменять расстояния в соответствии с существующими ограничениями. При необходимости определения кратчайшего расстояния между объектами с учетом ограничений на местности используется дополнительная программа *LOGR*.

Определяется суммарная длина трасс;

3 выполняется расчет реактивной и полной мощности. Осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов на основании следующих условий:

– в случае однострансформаторных подстанций

$$S_{нт} \geq S_p, S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2};$$

– для двухтрансформаторных подстанций

$$2S_{нт} \geq S_p, 1,4S_{нт} = S_p - S_{откл},$$

где $S_{откл}$ – мощность потребителей III категории, которые могут быть отключены при возникновении аварийного режима).

Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов для питания нагрузок производится по изложенной ниже общей схеме:

– определяют число трансформаторов на подстанции, исходя из обеспечения надежности питания с учетом категории потребителей;

– намечают возможные варианты мощности выбираемых трансформаторов с учетом допустимой нагрузки их в нормальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме;

– определяют экономически целесообразное решение из намеченных вариантов, приемлемое для данных конкретных условий;

– учитывают возможность расширения или развития подстанции и решают вопрос о возможной установке более мощных трансформаторов на тех же фундаментах или предусматривают возможность расширения подстанции за счет увеличения числа трансформаторов.

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности трансформатора в таблице текущих результатов расчетов или

пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей выбираемых трансформаторов.

Затем рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах.

Определяются нагрузки ($P_p^{вн}$, $Q_p^{вн}$, $S_p^{вн}$) на высокой стороне за счет добавления ТРЭТ в трансформаторах ТП;

4 указывается число реализаций N (разыгрываемых вариантов), определяемое заранее на основании заданной точности имитации откликов модели по известным формулам [27]. По умолчанию предлагается $N!$ вариантов.

Уточняется число наиболее эффективных вариантов (N') организации электроснабжения с наименьшими приведенными затратами, которые будут приводиться с полной детализацией расчетов и схем;

5 запуск имитационного эксперимента. На основании равномерного закона распределения генерируется первый вариант организации электроснабжения. Данный этап предполагает построение сети электроснабжения с использованием процедур определения конечных, промежуточных и узловых ТП, визуализацию реализованного варианта сети с цветовой индикацией соединительных линий между объектами.

Выполняется расчет и выбор сечения проводов кабелей по критерию допустимого нагрева с учетом коэффициентов, учитывающих фактическую температуру земли и воздуха, отличие удельной проводимости земли от принятой в таблицах ПУЭ и количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Также указывается экономическая плотность тока и экономическая площадь поперечного сечения жил кабеля.

Таблицы стандартных марок и сечений кабелей соответствуют номенклатуре выпускаемых промышленностью и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанции электроснабжения. При необходимости можно изменить предложенную программой марку и сечение кабеля или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных марок и сечений кабелей;

6 осуществляется технико-экономический расчет и сохранение результатов первого варианта организации электроснабжения по критерию приведенных затрат $Z_1 = r_{\text{д}}K_1 + I_1$ с учетом капитальных затрат на сооружение сети и издержек на эксплуатацию;

7 реализация следующих вариантов организации электроснабжения с последующим повторением пунктов 6 и 7, сравнение их результатов по критерию приведенных затрат. Если $Z_r \leq \square Z_{\text{min}}$, то $Z_r \equiv \square Z_{\text{min}}$, а если $Z_r \geq \square Z_{\text{min}}$, то значение Z_r ранжируется по возрастанию со всеми результатами, из которых сохраняются детализированные результаты только N' наиболее эффективных вариантов. При выполнении условия $N_r \leq N$ результаты

представляются в виде N' наиболее эффективных вариантов в порядке возрастания приведенных затрат [28].

Схема алгоритма имитационной модели электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта представлена на рисунке 2.1.

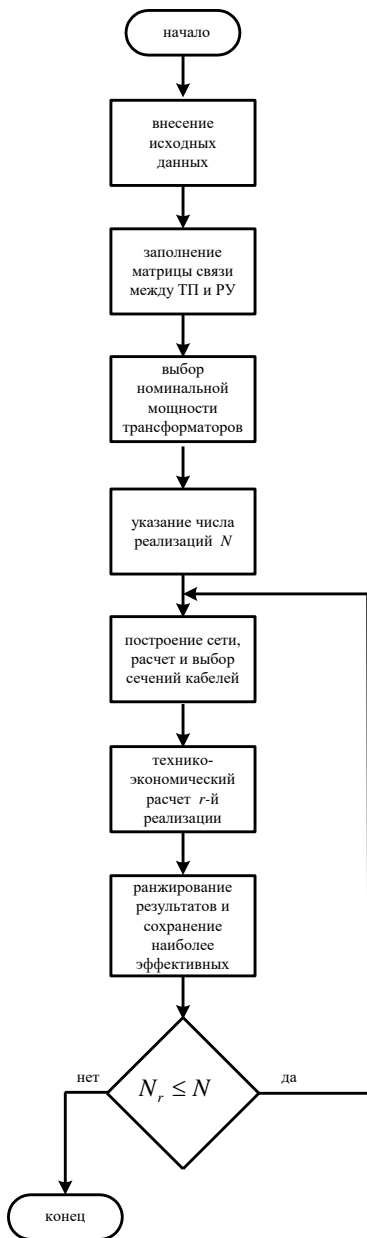


Рисунок 2.1 – Схема алгоритма имитационной модели электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта

2.2 Этапы разработки программы расчета электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков

Алгоритм ИМ электроснабжения электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков (ИМ ПЭ) основан на поиске варианта организации электроснабжения с наименьшей величиной технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора электрооборудования. Результаты моделирования ИМ ПЭ являются исходными данными ИМ УЗЛОВ, в частности для правильного выбора головных трансформаторов линий ПЭ и АБ. Алгоритм ИМ ПЭ предписывает выполнить следующие действия:

1 внесение исходных данных:

- координаты точек расположения потребителей ($z_f, f = \overline{1, m}$);
- сведения о всех потребителях: название или обозначение; $P_{\text{потр}}$ – активная мощность; $Q_{\text{потр}}$ – реактивная мощность; эквивалентное количество рабочих смен в сутки потребителя для выбора дисперсионного коэффициента, учитывающего увеличение ТРЭТ в зависимости от неравномерности графика нагрузки; марку кабельной или воздушной линии; для точной детализации графика нагрузки потребителя предусмотрен случайный характер включения потребителя с определенной мощностью на указанный в диалоговом окне промежуток времени в течение заданного промежутка времени; k_ϕ – коэффициент формы графика нагрузки f -го потребителя; k_m – коэффициент максимума графика нагрузки f -го потребителя.

Для ограничения несимметрии токов и напряжений выполняется транспозиция: автоматически по заданному шагу транспозиции или вручную, согласно имеющимся данным, указанием определенной фазы для потребителя. Определяется тип подключения трансформатора – одно- или трехфазное.

Визуализируется расстановка потребителей на линии ПЭ или АБ с помощью координатной оси;

2 выполняется расчет полной мощности потребителя, на основании которой осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов.

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности в

таблице текущих результатов расчетов или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей трансформаторов. Рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов.

3 Выполняется расчет ТРЭТ в трансформаторах и линиях на основании ТКП 460-2012 [21] и [22, 23].

4 выполняется расчет полной мощности линий продольного электроснабжения и автоматической блокировки железнодорожных участков, на основании которой осуществляется выбор номинальной мощности головного трансформатора, согласно условия

$$S_{нт} \geq S_p,$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

При необходимости можно изменить значение выбранной номинальной мощности головного трансформатора в таблице результатов расчетов.

Определяются ТРЭТ в головном трансформаторе, питающем линии ПЭ и АБ:

– постоянные ТРЭТ активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \tilde{A}_a = T \cdot \Delta P_{xx},$$

$$\Delta \tilde{A}_p = T \cdot \Delta Q_{xx},$$

где T – число часов в расчетном периоде (по умолчанию принимается один год); ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{xx} – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар.;

– переменные ТРЭТ активной и реактивной ЭЭ в силовом трансформаторе:

$$\Delta \tilde{A}_a = \text{Error!} R_T \cdot d \cdot 10^{-3},$$

$$\Delta \tilde{A}_p = \text{Error!} X_T \cdot d \cdot 10^{-3},$$

где A_a – потребление активной электроэнергии в расчетном периоде; A_p – годовое потребление реактивной электроэнергии в расчетном периоде; $U^2_{,нт}$ – класс номинального напряжения трансформатора; R_T – активное сопротивление трансформатора; X_T – индуктивное сопротивление трансформатора; d – дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение ТРЭТ в зависимости от неравномерности графика нагрузки;

5 распределение ТРЭТ между абонентами дистанции электроснабжения железной дороги:

– в электрической сети дистанции электроснабжения выделяется транзитная электрическая сеть, состоящая из последовательных элементов

от точки подключения абонента до точки границы балансовой принадлежности между дистанцией и энергосистемой;

– для каждого элемента определяется доля относимых ТРЭТ, как отношение потреблений активной ЭЭ в начале рассматриваемого участка линии электропередачи и в конце смежного предыдущего (в направлении от точки подключения электросети) участка.

– последовательно для каждого участка электросети определяется процент ТРЭТ нарастающим итогом от точки подключения электросети δA_{af} , %

$$\delta A_{af} = \frac{\Delta A_{a(f-1)} - \Delta A_{af}}{\Delta A_{af}} 100\%,$$

где $\Delta A_{a(f-1)}$ – технологический расход электрической энергии на ее транспортировку нарастающим итогом от точки подключения электросети в смежном предыдущем участке; ΔA_{af} – ТРЭТ в рассматриваемом участке электросети; A_{af} – потребление активной электрической энергии в конце рассматриваемого участка;

6 уточненный расчет по перегрузке трансформаторов. Для этой цели выполняется имитация случайного включения потребителей на линиях в соответствии с техническими данными и сведениями о перевозочном процессе. К потребителям, которым соответствует такой характер включения относятся сигнальные точки, переезды, устройства контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава, указатели “V” и другие.

Указывается число реализаций N (разыгрываемых вариантов работы потребителей линии ПЭ и АБ, определяемое заранее на основании заданной точности имитации откликов модели).

Запускается имитационный эксперимент для уточненного расчета параметров с вероятностным характером потребления и выполняются процедуры, указанные в пунктах 3 и 4.

На основании результатов имитационных экспериментов определяются максимальные по величине и длительности перегрузки трансформаторов по току. Затем на основании ТКП-181-2009 все трансформаторы проверяются по допустимой перегрузке по току.

Если условия проверки не выполняются, следует увеличить $S_{ном}$ и провести проверочный расчет заново.

Результаты расчета ИМ ПЭ являются исходными данными ИМ УЗЛОВ.

Схема алгоритма имитационной модели электроснабжения электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков представлена на рисунке 2.2.

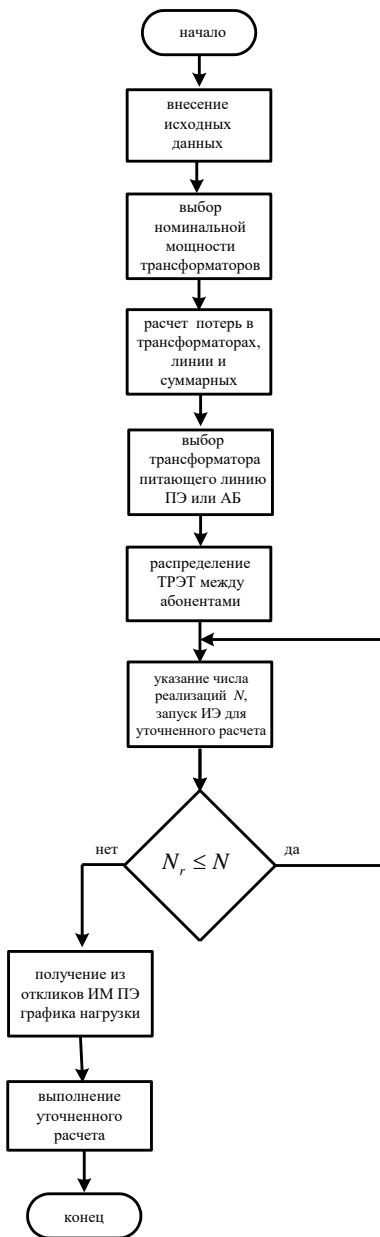


Рисунок 2.2 – Схема алгоритма имитационной модели электроснабжения электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков

2.3 Этапы разработки программы расчета показателей надежности системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта

Программа расчета показателей надежности системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта (НАДЕЖН) позволяет оценивать вероятность безотказной работы всей системы на основании данных об интенсивностях отказов электрооборудования. Данная программа позволяет рассчитать вероятность безотказной работы ИМ ПЭ и N' наиболее эффективных вариантов ИМ УЗЛОВ. На основании полученной информации выявляются наиболее “узкие места” в различных вариантах схем электроснабжения, разрабатываются мероприятия по повышению надежности электроснабжения. Описание основных аналитических методов анализа надежности систем электроснабжения приведено в приложении В.

Реализовано два варианта программы анализа надежности: ИМ для сложной СЭС железнодорожных узлов и аналитическая программа расчетов показателей надежности системы электроснабжения.

2.3.1 Этапы разработки аналитической программы расчета показателей надежности системы электроснабжения

Алгоритм программы НАДЕЖН для экспоненциального закона распределения отказов элементов предполагает следующие действия [37]:

1 внесение существующей схемы системы электроснабжения. Для ИМ ПЭ в качестве исходных данных могут выступать питающий линию трансформатор ТП и потребители, для ИМ УЗЛОВ – фидер и ТП (КТП) или РУ, для отдельных ТП – число трансформаторов ТП и подключенные к ним потребители. На этом этапе указываются длины всех кабельных или воздушных линий;

2 рассматриваются альтернативные варианты СЭС с учетом сведений диспетчеров и вариантов схем аварийного подключения;

3 вносятся альтернативные варианты СЭС, аналогично этапу 1;

4 выбираются шаблоны из базы данных показателей надежности для одно-, двух-, трехтрансформаторных подстанций или КТП. Если имеется специализированное или нестандартное оборудование, то данные вносятся по отдельным элементам элементов;

5 рассчитывается с помощью программы средняя интенсивность отказов и среднее вероятное время восстановления всей системы, а также наиболее узкие места с точки зрения надежности;

6 выполняется сравнение результатов и ранжирование в порядке снижения средней интенсивности отказов и среднего вероятного времени восстановления СЭС. Рассчитывается вероятность безотказной работы всей СЭС;

7 в зависимости от полноты информации рассчитываются стоимость обслуживания и ремонта силового оборудования, а также ущерб, вызванный недоотпуском электрической энергии.

Для оценки ущерба в денежном эквиваленте необходимо определить объем недоотпущенной электроэнергии [29]. Ожидаемое количество электроэнергии W , недоотпущенное потребителям за период времени, определяется как суммарный ожидаемый недоотпуск электроэнергии всем N потребителям, присоединенным к данной системе электроснабжения, то есть

$$W_y = \sum_{i=1}^N W_i.$$

Ожидаемый недоотпуск i -му потребителю соответствует произведению средней величины нагрузки P_i , на эквивалентную продолжительность простоя Θ_{si} за рассматриваемый период времени

$$W_i = P_i \Theta_{si}.$$

Эквивалентная продолжительность простоя i -го потребителя

$$\Theta_{si} = \lambda_i T_{vi} + \xi v_i T_{oi},$$

где λ_i – интенсивность отказов i -го потребителя, год⁻¹; T_{vi} – среднее время восстановления i -го потребителя, год; v_i – интенсивность преднамеренных отключений i -го потребителя, год⁻¹; T_{oi} – среднее время обслуживания i -го потребителя, год; ξ – коэффициент, отражающий меньшую тяжесть последствий от преднамеренных отключений по сравнению с внезапными отказами элементов.

Необходимо отметить, что качество электроэнергии влияет не только на технологический процесс производства, но и на потери электроэнергии, работу релейной защиты, автоматики и т.д. В приложении А.4 приведены наиболее значимые факторы качества электроэнергии, влияющие на надежность СЭС. Отдельно в приложении А.5 рассмотрены результаты исследований влияния различных факторов на работу асинхронных приводов. Это обусловлено тем, что асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором являются наиболее дешевыми, надежными и поэтому самыми распространенными из всех электрических двигателей.

Схема алгоритма имитационной модели оценки параметров надёжности электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта представлена на рисунке 2.3.

Пример результатов программы расчета показателей надежности системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта и Особенности аналитического расчета надежности схем электроснабжения приведены в приложении А. При исследовании параметров надежности СЭС с учетом релейной защиты и автоматики (например, микропроцессорного реле МР500, МР750 защиты и автоматики ввода, линии, секционного выключателя) применяются модели

прогнозирования эксплуатационной безотказности радиоэлектронных средств (приложение В.5)



Рисунок 2.3 – Схема алгоритма имитационной модели оценки параметров надёжности электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта

2.3.2 Этапы разработки имитационной программы расчета показателей надежности системы электроснабжения

Использование имитационного моделирования для расчёта надёжности сложных технических систем основано на том, что процесс их функционирования представляется математической вероятностной моделью, отражающей в реальном масштабе времени все события (отказы, восстановления), происходящие в системе. С помощью такой модели программными средствами многократно моделируется процесс функционирования системы, и по полученным результатам определяются искомые статистические характеристики этого процесса, являющиеся показателями надёжности.

Применение методов имитационного моделирования позволяет учитывать зависимые отказы, произвольные законы распределения случайных величин и другие факторы, влияющие на надёжность. Однако эти методы, как и любые другие численные методы, дают лишь частное решение поставленной задачи, соответствующее конкретным (частным) исходным данным, не позволяя получить показатели надёжности в функции времени. Поэтому для проведения всестороннего анализа надёжности приходится многократно моделировать процесс функционирования системы с разными исходными данными. В нашем случае это прежде всего различная структура электрической системы, различные значения вероятностей отказа и длительностей безотказной работы, которые могут изменяться в процессе эксплуатации системы, и другие показатели функционирования.

Рассмотрим схематическое изображение процесса функционирования ЭЭС, состоящей из n элементов рисунок 2.4, где приняты следующие обозначения: t_{oi} – момент i -го отказа (k -го элемента); или t_{bj} – момент j -го восстановления; τ_{oi} – интервал времени безотказной работы; τ_{bj} – продолжительность восстановления; A_m – m -е состояние СЭС.

Процесс функционирования электрической системы (или электротехнической установки) представляется как поток случайных событий, изменений состояния, происходящих в случайные моменты времени. Изменение состояний СЭС вызывается отказами и восстановлениями составляющих его элементов.

Отказы и восстановления происходят в случайные моменты времени. Моделирование процесса, функционирования состоит в том, что моделируются моменты, изменения состояния СЭС в соответствии с заданными законами распределения наработок между отказами и времени восстановления составляющих элементов на интервале времени T .

Возможны два подхода к моделированию функционирования СЭС.

При первом подходе необходимо сначала для каждого элемента системы определить в соответствии с заданными законами распределения наработок между отказами и временами восстановления. Затем вычислить моменты

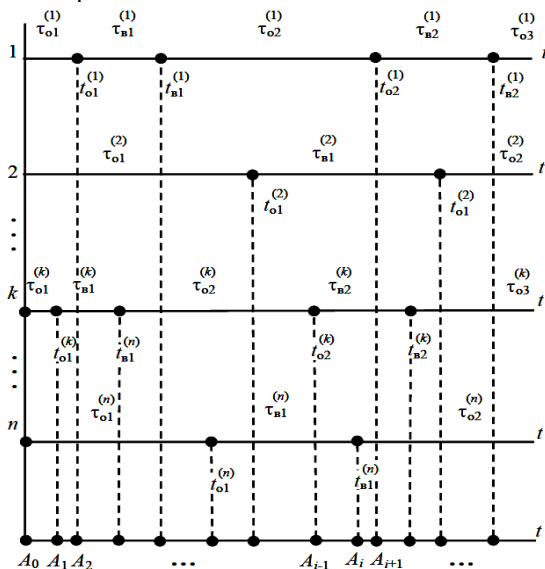


Рисунок 2.4 – Состояния элементов СЭС

отказов и восстановлений каждого элемента, которые могут произойти за весь исследуемый период T функционирования ЭЭС. После этого можно расположить моменты отказов и восстановлений элементов, являющиеся моментами изменения состояний ЭЭС в порядке их возрастания, как показано на рисунке 2.4. При переходе от события A_m к A_{m+1} проводится анализ системы на принадлежность к области работоспособных или отказовых состояний. При таком подходе в памяти компьютера необходимо фиксировать все моменты отказов и восстановлений всех элементов системы электроснабжения.

Более удобным является второй подход, при котором для всех элементов сначала моделируются только моменты первого их отказа. По минимальному из них формируется первый переход СЭС в другое состояние (из A_0 в A_1) и одновременно проверяется принадлежность полученного состояния к области работоспособных или неработоспособных. Затем моделируется и фиксируется момент времени восстановления и следующего отказа того элемента, который вызвал изменение предыдущего состояния СЭС. Снова определяется наименьший из моментов времени первых отказов и этого второго отказа элементов, формируется и анализируется второе состояние СЭС – A_2 и т.д. Такой подход к моделированию в большей мере соответствует процессу

функционирования реальной СЭС, так как позволяет учесть зависимые события. При первом подходе обязательно предполагается независимость функционирования элементов СЭС.

2.4 Алгоритм определения рационального варианта системы электроснабжения

При решении большинства задач проектного моделирования сложных систем возникает необходимость их оптимизации по совокупности откликов вероятностных и имитационных моделей, оценивая при этом по различным критериям эффективность вариантов их функционирования [47, 49, 51, 52]. В нашем случае критериями эффективности выступают:

- технико-экономическое сравнение по критерию приведенных затрат;
- стоимость обслуживания и ремонта силового оборудования, а также ущерб, вызванный недоотпуском электрической энергии.

Задача определения рационального варианта СЭС в зависимости от полноты полученной информации осуществляется следующими способами:

1 С помощью векторной оптимизации на основании метода составного критерия и приведения откликов к одному типу и масштабу.

2 На основании лучших технико-экономических показателей.

Рассмотрим более подробно реализацию каждого из способов определения рационального варианта СЭС.

1 Особенностью применения векторной оптимизации является наличие не одного решения, а целого множества решений, каждое из которых может быть выбрано в качестве оптимального. В общем виде задачи векторной оптимизации СЛС могут быть записаны следующим образом:

$$Y_i = f_i(x) \rightarrow \max; \quad i = \overline{1, k};$$

$$Y_j = f_j(x) \rightarrow \min; \quad j = \overline{k+1, m}, \quad x \in G.$$

Методы приведения откликов к одному типу и масштабу. В ряде случаев исследователю удобно, чтобы все отклики были однотипны (требовали либо максимизации, либо минимизации) [25]. На практике очень часты случаи, когда какой-либо отклик, например $Y_2(x)$, требует минимизации ($Y_2(x) \rightarrow \min$), а все остальные отклики требуют максимизации ($Y_i(x) \rightarrow \max; i \neq 2; i = 1, 3, \dots, n$). В таких случаях для откликов, требующих минимизации, находят обратную величину:

$$Y_2^*(x) = 1/Y_2(x).$$

Однако этой операции может оказаться недостаточно, поскольку каждый отклик имеет различный смысл и его значение определяется с различной размерностью (килограммы, метры, секунды, миллиметры, метры). Поэтому отклики трудно сравнивать друг с другом даже в случае, когда они одного типа. В таких случаях используется операция «нормировка». Находят для каждого отклика максимальное значение:

$$Y_{mi} = \max_i Y_i \quad \text{или} \\ Y_{mj}^* = \max_j Y_j^*; \quad i, j = \overline{1, m}.$$

Проводится нормировка каждого отклика:

– $Y_i^{**} = Y_i / Y_{mi}$ – для откликов, требующих максимизации;

– $Y_j^{**} = Y_j^* / Y_{mj}^*$ – для откликов, полученных с помощью операции

приведения к одному типу.

В итоге все компоненты вектора параметров $\{Y_i^{**}\}; i = \overline{1, n}$ будут иметь одинаковый тип (в данном случае требовать максимизации) и изменяться в одном и том же диапазоне их значений $[0, 1]$ (нормированных максимальным значением). Поэтому их можно сравнивать.

Метод составного критерия. Когда все отклики имеют один и тот же масштаб изменения, и они все одного типа, исследователь может формировать составной отклик $Y_0(x)$ согласно следующей процедуре. Исследователь сам определяет важность каждого критерия с помощью весовых коэффициентов важности (δ_i). Предполагается, что $\delta_i \geq 0 \quad i = \overline{1, n}$, а сумма коэффициентов важности равна единице:

$$\delta_i \geq 0; \quad \sum_{i=1}^n \delta_i = 1. \quad ,$$

Определяется составной (обобщенный) отклик варианта СС:

$$Y_0(x) = \sum_{i=1}^n \delta_i Y_i(x).$$

Если $Y_i(x) \rightarrow \max$, то и $Y_0(x) \rightarrow \max$.

Несмотря на удобную форму записи, обобщенные критерии качества вариантов СЛС имеют существенные недостатки, связанные с субъективностью выбора весовых коэффициентов важности откликов (δ_i), а также с тем фактом, что недостатки эффективности вариантов СЛС по одним критериям могут компенсироваться за счет преимуществ по другим критериям.

2 Для выбора оптимального варианта электрической сети на основании технико-экономических показателей осуществляется суммирование технико-экономическое сравнение по критерию приведенных затрат (W_i) и стоимости обслуживания и ремонта силового оборудования, а также ущерба, вызванного недоотпуском электрической энергии (W_{yi}):

$$W_{\Sigma i} = W_i + W_{yi}.$$

Задача заключается в том, чтобы после ранжирования всех вариантов системы электроснабжения выбрать один с лучшими технико-экономическими показателями.

В приложении А.6 приведен математически обоснованный подход к определению состава комплектов запасных частей (ЗЧ) СЭС. Отсутствие анализа необходимости ЗЧ приводит к созданию неиспользуемых запасов на складах служб материально-технического обеспечения (МТО) и к значительному дефициту некоторых агрегатов, узлов и деталей.

2.5 Выводы

С помощью разработанной программы ИМ УЗЛОВ определяется N' наиболее эффективных вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями. ИМ ПЭ позволяет найти вариант организации электроснабжения с наименьшей величиной ТРЭТ с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора оборудования. ИМ ПЭ используется для правильного выбора трансформаторов, кабельных или воздушных линий для ИМ УЗЛОВ. НАДЕЖН позволяет оценивать вероятность безотказной работы всей системы на основании данных об интенсивности отказов оборудования и времени восстановления. Данная программа позволяет рассчитать вероятность безотказной работы ИМ ПЭ и N' наиболее эффективных вариантов ИМ УЗЛОВ. На основании полученной информации выявляются наиболее “узкие места” в различных вариантах схем электроснабжения, разрабатываются мероприятия по повышению надежности электроснабжения.

Результаты ИМ УЗЛОВ, ИМ ПЭ и НАДЕЖН являются исходной информацией для оценки наиболее эффективных решений с помощью векторной оптимизации на основании метода составного критерия и приведения откликов к одному типу и масштабу или на основании лучших технико-экономических показателей.

Практическая значимость полученных в данной главе результатов заключается в следующем:

- 1 ИМ УЗЛОВ определяет наиболее эффективный вариант организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами;
- 2 ИМ ПЭ позволяет найти вариант организации электроснабжения с наименьшей величиной ТРЭТ;
- 3 НАДЕЖН позволяет оценивать вероятность безотказной работы всей системы.

Универсальность предложенных решений заключается в возможности использования предложенных шаблонов не только при электроснабжении нетяговых потребителей железнодорожного транспорта, а также при электроснабжении других предприятий. Универсальность базовой программы ИМ УЗЛОВ заключается в возможности определения наиболее эффективной схемы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта даже специалистами невысокой квалификации.

Ограничением по использованию ИМ УЗЛОВ, ИМ ПЭ и НАДЕЖН является привязка предложенной реализации шаблонов к языку программирования C++ (ИМ УЗЛОВ) и *java* (НАДЕЖН).

3 ФОРМАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

3.1 Реализация имитационной модели электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта

Целью ИМ является определение варианта организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами с помощью метода статистических испытаний или метода Монте-Карло на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями. Для N' наиболее эффективных вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта рассчитывается вероятность безотказной работы. Затем на основании весовых коэффициентов определяется вариант с наименьшими приведенными затратами и наивысшей вероятностью безотказной работы. Также в целевую функцию входит определение варианта организации электроснабжения с наименьшей величиной технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку (ТРЭТ).

Имитационная модель электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта.

Алгоритм им электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта (им узлов) основан на поиске варианта организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами с помощью метода статистических испытаний на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями. Им узлов реализовано в виде web-приложения, которое не требует установки на компьютер заказчика объемного программного обеспечения, обновление происходит автоматически, обеспечивается высокая мобильность везде, где есть доступ в интернет. Алгоритм им узлов предписывает выполнить следующие действия:

1) внесение исходных данных:

– координаты точек расположения источника питания (ИП), распределительные устройства трансформаторных подстанций (РУ) и трансформаторные подстанции (ТП) $(x_i, y_i, i = \overline{1, n})$;

– сведения о всех ТП: номер или название ТП; P_p – расчетная активная нагрузка потребителя; $\cos\varphi_p$ – расчетный коэффициент мощности; категории потребителей; T_M – число часов использования максимума нагрузки в год; $U_{ном}$ – напряжение первичной обмотки трансформаторов; k_ϕ – коэффициент формы графика нагрузки участка сети. По умолчанию

программа продолжает названия ТП, присваивая $i+1$ подстанции $i+1$ номер, при этом возможно редактирование.

Также реализован расчет для существующей сети, не предполагающий капитальные затраты на сооружение сети ($K = 0$).

Выполняется визуализация расположения ИП и ТП с нанесением координатной сетки, масштабирование координатной сетки до размера окна программы и указание соответствующих текстовых подписей, также выполняется масштабирование изображения ИП, РУ и ТП.

На рисунке 3.1 представлена реализация однолинейная упрощенная схема электросети для фидера № 502 ЭЧС-17 от ПС “Мясокомбинат” Витебской дистанции электроснабжения (договор № 17/10544 от 01.06.2016 г.);

2) отображение и заполнение матрицы связи между ТП и РУ.

Данная процедура позволяет сформировать матрицу всех возможных соединений между ТП и РУ с учетом ограничений (рисунок 3.2) для розыгрыша различных вариантов методом статистических испытаний. Главная диагональ не используется, а выбор ТП или РУ разыгрывается с помощью генератора случайных чисел. Данную матрицу легко редактировать, активируя или убирая соответствующие символы связей между ТП или РУ.

Рассчитываются кратчайшие расстояния между всеми объектами по формуле $l_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$, также редактор позволяет изменять расстояния в соответствии с существующими ограничениями. При необходимости определения кратчайшего расстояния между объектами с учетом ограничений на местности используется дополнительная программа *LOGR*.

Определяется суммарная длина трасс;

3) выполняется расчет реактивной и полной мощности. Осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов на основании следующих условий:

– в случае однострансформаторных подстанций

$$S_{нт} \geq S_p, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

– для двухтрансформаторных подстанций

$$2S_{нт} \geq S_p, \quad 1,4S_{нт} = S_p - S_{откл},$$

где $S_{откл}$ – мощность потребителей III категории, которые могут быть отключены при возникновении аварийного режима.

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При

необходимости можно изменить значение номинальной мощности трансформатора в таблице текущих результатов расчетов (рисунок 3.3) или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей выбираемых трансформаторов.

Источник питания

X	Y
1	1

Потребители

№	Название	Кол-во Трансформаторов	X	Y	P _p , кВт	cos φ _p	T _м , ч	U _{ном} , кВ	
1	ТП24	2	1150	1	21	0	1800	10	
2	ТП9 1 сш	1	1150	550	30,3	0	1800	10	
3	ТП19 1сш	1	1260	550	8,7	0	1800	10	
4	ТП14 2 сш	1	1260	1750	18,7	0	1800	10	

ДОБАВИТЬ ПРИЕМНИК

ОТОБРАЗИТЬ СХЕМУ

ОПРЕДЕЛИТЬ СХЕМУ

Карта-схема расположения потребителей

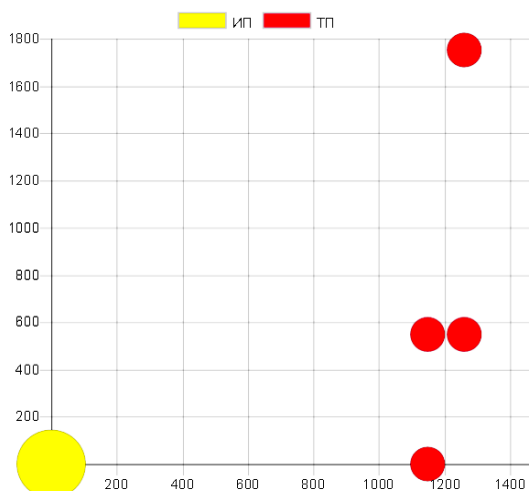


Рисунок 3.1 – Пример внесения исходных данных в программе ИМ УЗЛОВ

Матрица связи

ТП	ТП24	ТП9 1 сш	ТП19 1сш	ТП14 2 сш
ТП24	⊘	⊕	⊖	⊖
	0	549	559,91	1752,46
ТП9 1 сш	⊕	⊘	⊕	⊖
	549	0	110	1205,03
ТП19 1сш	⊖	⊕	⊘	⊕
	559,91	110	0	1200
ТП14 2 сш	⊖	⊖	⊕	⊘
	1752,46	1205,03	1200	0

ГЕНЕРИРОВАТЬ СХЕМУ

Рисунок 3.2 – Пример заполнения матрицы связи между ТП

Мощности трансформаторов

№	ИП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ*А	S_{HT} , кВ*А	$k^{ном}_3$	$k^{нр}_3$
0	ТП24	21.00	6.90	22.11	50.00	0.44	0.88
1	ТП9 1 сш	30.30	9.96	31.89	40.00	0.80	0.00
№	ЛЭП	Марка и сечение		I_p , А	j , А/мм ²	F_3 , мм ²	
0	ТП9 1 сш - ТП24	25 - А		1.34	1.30	1.03	
1	ТП19 1сш - ТП9 1 сш	25 - А		3.27	1.30	2.52	
2	ТП14 2 сш - ТП19 1сш	25 - А		3.83	1.30	2.95	
3	ИП - ТП14 2 сш	25 - А		5.03	1.30	3.87	

Рисунок 3.3 – Пример выбора номинальной мощности, коэффициентов загрузки и расчета потерь в трансформаторах ТП, а также выбор сечения проводов кабелей

Определяется коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме ($k_3^{\text{норм}}$), определяемый для двухтрансформаторных ТП как

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{S_p}{2S_{\text{HT}}}, \quad \text{а для однотрансформаторных ТП} \quad - \quad k_3^{\text{норм}} = \frac{S_p}{S_{\text{HT}}}.$$

Рассчитывается коэффициент загрузки в аварийном режиме ($k_3^{\text{ав}}$), определяемый для двухтрансформаторных подстанций по формуле

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{S_p}{S_{\text{HT}}}.$$

Определяются нагрузки на высокой стороне за счет добавления потерь в трансформаторах ТП, рассчитываемых по следующим выражениям:

– для однотрансформаторных ТП

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{HT}}} \right);$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{\text{xx}} + \Delta Q_{\text{кз}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{HT}}} \right).$$

– для двухтрансформаторных ТП

$$\Delta P_T = 2\Delta P_{\text{xx}} + \frac{1}{2}\Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{HT}}} \right);$$

$$\Delta Q_T = 2\Delta Q_{\text{xx}} + \frac{1}{2}\Delta Q_{\text{кз}} \left(\frac{S_p}{S_{\text{HT}}} \right).$$

где $\Delta P_{\text{xx}}, \Delta P_{\text{кз}}$ – соответственно активные потери холостого хода и

короткого замыкания; $\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{I_{\text{xx}} S_{\text{HT}}}{100}$ – реактивные потери холостого хода;

$\Delta Q_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{к}} S_{\text{HT}}}{100}$ – реактивные потери короткого замыкания; $U_{\text{к}}$ – напряжение

короткого замыкания, %; I_{xx} – ток холостого хода, %.

$$P_p^{\text{BH}} = P_p + \Delta P_T;$$

$$Q_p^{\text{BH}} = Q_p + \Delta Q_T;$$

$$S_p^{\text{BH}} = \sqrt{(P_p^{\text{BH}})^2 + (Q_p^{\text{BH}})^2}.$$

4) указывается число реализаций N (разыгрываемых вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта), определяемое заранее на основании заданной точности имитации откликов модели по известным формулам [1]. По умолчанию предлагается $N!$ разыгрываемых вариантов.

Уточняется число наиболее эффективных вариантов (N') организации электроснабжения с наименьшими приведенными затратами, которые будут приводиться с полной детализацией расчетов и схем;

5) запуск имитационного эксперимента. На основании равномерного закона распределения генерируется первый вариант организации электроснабжения. Данный этап предполагает построение сети электроснабжения с использованием процедур определения конечных, промежуточных и узловых ТП, визуализацию реализованного варианта сети с цветовой индикацией соединительных линий между объектами.

Выполняется расчет и выбор сечения проводов кабелей по критерию допустимого нагрева с учетом коэффициентов, учитывающих фактическую температуру земли и воздуха, отличие удельной проводимости земли от принятой в таблицах ПУЭ и количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Также указывается экономическая плотность тока и экономическая площадь поперечного сечения жил кабеля (рисунок 3.3).

Выбор оптимального варианта схемы сети производится на основе технико-экономического сравнения. Для этого выполняется упрощенный электрический расчет сети. На этом этапе сечения проводов упрощенно выбираются по критерию допустимого нагрева:

$$k_1 k_2 k_3 I_{\text{доп}} \geq I_p^\Phi,$$

где k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий фактическую температуру земли и воздуха; k_2 – поправочный коэффициент, учитывающий отличие удельной проводимости земли от принятой в таблицах ПУЭ; k_3 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле; $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток, определяемый по для проводов по ГОСТ 839-80; I_p^Φ – расчетный ток послеаварийного режима, возникающего в результате отключения какого-либо сетевого элемента.

В расчетах принято, что $k_1 = k_2 = 1$.

Таблицы стандартных марок и сечений кабелей соответствуют номенклатуре выпускаемых промышленностью и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанции электроснабжения. При необходимости можно изменить предложенную программой марку и сечение кабеля или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных марок и сечений кабелей;

б) Для выбора оптимального варианта электрической сети осуществляется технико-экономическое сравнение по критерию приведенных затрат

$$Z = p_n K + I, ,$$

где $p_n = 1/T_0$ – коэффициент эффективности капитальных вложений, полагая срок окупаемости $T_0 = 5$ годам, можно принять $p_n = 0,2$; K – капитальные затраты на сооружение сети; I – издержки на эксплуатацию электрической сети.

Капитальные затраты определяются по формуле

$$K = \sum_{j=1}^n k_j L_j$$

где k_j – капитальные затраты на сооружение 1 км ЛЭП j -го конструктивного исполнения; L_j – длина участка ЛЭП j -го конструктивного исполнения; n – число участков ЛЭП с разным конструктивным исполнением.

Издержки на эксплуатацию определяются по выражению

$$I = I_a + I_0 + C_{\Delta},$$

где $I_a = \frac{P_a K}{100}$ – амортизационные отчисления; $I_0 = \frac{P_0 K}{100}$ – затраты на обслуживание и текущий ремонт элементов электрической сети; C_{Δ} – стоимость потерь электроэнергии.

Величина C_{Δ} находится по формуле

$$C_{\Delta} = C_0 \Delta W,$$

где C_0 – тариф, руб/кВт·ч; ΔW – годовые потери электроэнергии, кВт·ч.

Потери ЭЭ определяются на основании формулы

$$\Delta W = 3T_r \sum_{k=1}^n R_k I_{\text{срк}}^2 k_{\text{фк}}^2,$$

где $T_r = 8760$ ч – число часов в году; R_k – активное сопротивление k -го участка сети; $I_{\text{срк}}$ – средний ток на k -м участке сети; $k_{\text{фк}}$ – коэффициент формы графика нагрузки k -го участка сети.

Коэффициенты формы и средние токи определяются по графикам нагрузки. Для головных участков магистрали производится суммирование графиков нагрузки/

Также, на основании графиков нагрузки определяются коэффициенты максимума и формы:

$$k_m = \frac{P_m}{P_{\text{cp}}}; \quad k_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{cp}}},$$

где P_m – максимальная мощность; P_{cp} – средняя мощность; P_{ck} – среднеквадратичная мощность.

Средняя мощность определяется по формуле

$$P_{cp} = \frac{\sum_{k=1}^{24} P_{ck}}{24},$$

где P_{ck} – активная мощность на k -ой ступени графика нагрузки.

Среднеквадратичная мощность находится по выражению

$$P_{ck} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{24} P_k^2}{24}};$$

Средний ток определяется на основе выражения

$$I_{cp} = \frac{I_p}{k_m}.$$

Относительное значение потерь находится по формуле

$$\Delta W_{\%} = \frac{100 \Delta W}{W}$$

где W – годовое электропотребление, определяемое выражением

$$W = 8760 \sum_{k=1}^5 P_{cpk}$$

где $P_{cpk} = \frac{P_{pk}}{k_{mk}}$ – средние мощности на шинах 6/10 кВ ТП потребителей.

Проверка выбранных сечений по экономической плотности тока производится по формуле

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3},$$

где F_3 – сечение, соответствующее j_3 , мм²; j_3 – экономическая плотность тока, А/мм².

Параметр j_3 определяется в зависимости от числа часов использования максимума T_M . Величина T_M находится на основании графиков нагрузки ТП по формуле

$$T_M = \frac{\sum_{k=1}^{24} P_k}{P_M},$$

где P_M – максимальная ступень графика нагрузки, %.

Для проверки сечений по термической стойкости к токам короткого замыкания (КЗ) составляется схема замещения для наилучшего варианта СЭС. В этой схеме ЛЭП замещаются последовательно соединенными активными и индуктивными сопротивлениями.

Термическое действие токов КЗ характеризуется тепловым импульсом, определяемым по формуле

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{КЗ}}^2 (t_{\text{отк}} B_{\text{тер г}} + T_a),$$

где $I_{\text{КЗ}}$ – ток КЗ, А; $t_{\text{отк}} = t_3 + t_{\text{св}}$ – время отключения КЗ; t_3 – время срабатывания защиты; $t_{\text{св}}$ – время срабатывания выключателя; $B_{\text{тер г}}$ – относительный интеграл Джоуля.

Проверка кабелей по термической стойкости к воздействию токов КЗ осуществляется по условию

$$F \geq F_{\text{min}},$$

где F – проверяемое сечение, мм²; F_{min} – минимально допустимое сечение по термической стойкости, мм².

Сечение F_{min} находится по формуле

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{КЗ}}}}{C}$$

где C – коэффициент, зависящий от конструктивных особенностей кабелей. Для кабелей 10 кВ с алюминиевыми жилами $C = 90$.

Проверка сечений по потере напряжения осуществляется по условию

$$\Delta U^* \geq \Delta U_{\text{доп}}^*,$$

где ΔU^* – расчетная потеря напряжения, %; $\Delta U_{\text{доп}}^*$ – допустимая потеря напряжения, %. Рекомендуемое значение $\Delta U_{\text{доп}}^* \leq 8\%$.

Величина $\Delta U_{\text{доп}}^*$ находится по выражению

$$\Delta U^* = \frac{\Delta U}{U_n}.$$

Величина ΔU определяется по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3I_p} (R \cos \varphi + X \sin \varphi),$$

где R, X – активное и реактивное сопротивление ЛЭП.

Результаты расчета всех сечений проходят проверку по потере напряжения [28].

7) реализация следующих вариантов организации электроснабжения с последующим повторением пунктов 6 и 7, сравнение их результатов по критерию приведенных затрат. Если $Z_r < Z_{min}$, то $Z_r \equiv Z_{min}$, а если $Z_r > Z_{min}$, то значение Z_r ранжируется по возрастанию со всеми результатами, из которых сохраняются детализированные результаты только N' наиболее эффективных вариантов. При выполнении условия $N_r \leq N$ результаты представляются в виде N' наиболее эффективных вариантов в порядке возрастания приведенных затрат.

Программа ИМ УЗЛОВ может быть использована как для разработки наиболее эффективных схем электроснабжения проектируемых предприятий железнодорожной отрасли, так и существующих, не предполагающих капитальные затраты на сооружение сети ($K = 0$).

С помощью разработанной программы ИМ УЗЛОВ определяется N' наиболее эффективных вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями.

Универсальность базовой программы ИМ УЗЛОВ заключается в возможности определения наиболее эффективной схемы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта даже специалистами невысокой квалификации.

3.2 Реализация имитационной модели электроснабжения электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки

Алгоритм ИМ электроснабжения электросетей продольного электроснабжения (ПЭ) и линий автоматической блокировки (АБ) железнодорожных участков (ИМ ПЭ) основан на поиске варианта организации электроснабжения с наименьшей величиной технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора электрооборудования. Результаты моделирования ИМ ПЭ являются исходными данными, в частности для правильного выбора головных трансформаторов линий ПЭ и АБ. ИМ ПЭ реализовано на объектно-ориентированном языке программирования Delphi. Алгоритм ИМ ПЭ предписывает выполнить следующие действия:

1 внесение исходных данных:

– координаты точек расположения потребителей($z_f, f = \overline{1, m}$);

– сведения о всех потребителях: название или обозначение; $P_{\text{потр}}$ – активная мощность; $Q_{\text{потр}}$ – реактивная мощность; эквивалентное количество рабочих смен в сутки потребителя для выбора дисперсионного коэффициента, учитывающий увеличение потерь в зависимости от неравномерности графика нагрузки; марку кабельной или воздушной линии; для точной детализации графика нагрузки потребителя предусмотрен случайный характер включения потребителя с определенной мощностью на указанный в диалоговом окне промежуток времени в течение заданного промежутка времени; k_{ϕ} – коэффициент формы графика нагрузки f -го потребителя; k_m – коэффициент максимума графика нагрузки f -го потребителя.

Для ограничения несимметрии токов выполняется транспозиция: автоматически по заданному шагу транспозиции или вручную, согласно имеющимся данным, указанием определенной фазы для потребителя. Указывается тип подключения трансформатора – одно- или трехфазное.

Визуализируется расстановка потребителей на линии ПЭ или АБ с помощью координатной оси.

На рисунке 3.4 представлена реализация участка Лиозно – Заольша ПЭ Витебск – Заольша Витебской дистанции электроснабжения (договор № 18/10556 от 01.06.2016 г.)

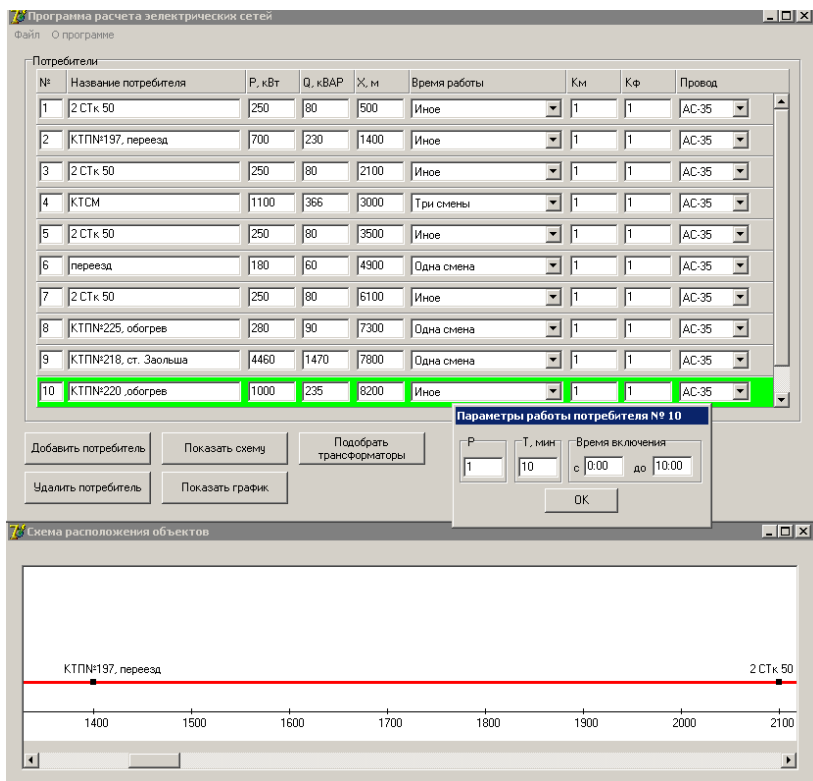


Рисунок 3.4 – Пример внесения исходных данных и визуализации расстановки потребителей на линии в программе ИМ ПЭ

2 выполняется расчет полной мощности потребителя, на основании которой осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов, согласно следующему условию

$$S_{нт} \geq S_p, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности в таблице текущих результатов расчетов или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей трансформаторов. Рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов.

3 Выполняется расчет потерь электроэнергии (ЭЭ) в трансформаторах и линиях на основании [21, 22, 23].

3.1 Рассчитывается потребление активной и реактивной ЭЭ за определенное время (по умолчанию принимается один год) для каждого потребителя с учетом количества рабочих смен в сутки потребителя (A_{af} и A_{pf} , $f = \overline{1, m}$). Значения потребления активной и реактивной можно изменить.

Годовое потребление активной и реактивной ЭЭ принимается по данным технического учета. Если информацию о потреблении реактивной энергии A_p по показаниям средств технического учета получить невозможно, то она рассчитывается по формуле:

$$A_p = A_a \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности.

3.2 Определяются нагрузки (P_p^{BH} , Q_p^{BH} , S_p^{BH}) на высокой стороне за счет добавления ТРЭТ в трансформаторах ТП:

– постоянные ТРЭТ активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \tilde{A}_a = T \cdot \Delta P_{xx}, \quad \Delta \tilde{A}_p = T \cdot \Delta Q_{xx},$$

где T – число часов в расчетном периоде, ч; ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{xx} – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар.;

– переменные ТРЭТ активной и реактивной ЭЭ в силовом трансформаторе:

$$\Delta \tilde{A}_a = \mathbf{Error!} R_T \cdot d \cdot 10^{-3}, \quad \Delta \tilde{A}_p = \mathbf{Error!} X_T \cdot d \cdot 10^{-3},$$

где A_a – потребление активной электроэнергии в расчетном периоде; A_p – годовое потребление реактивной электроэнергии в расчетном периоде; $U^2_{;нт}$ – номинальное напряжение трансформатора; R_T – активное сопротивление трансформатора; X_T – индуктивное сопротивление трансформатора; d – дисперсионный

коэффициент, учитывающий увеличение ТРЭТ в зависимости от неравномерности графика нагрузки.

3.3 Определяются длины участков линий.

Определяются ТРЭТ в линии электропередачи:

– постоянные ТРЭТ активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи:

для кабельной линии 6-10 кВ:

$$\Delta \bar{A}_a = q_0^3 \cdot L_{\text{л}} \cdot \text{tg} \delta \cdot T, \quad \Delta \bar{A}_p = -q_0^3 \cdot L_{\text{л}} \cdot T,$$

для кабельной линии до 1 кВ и воздушной линии номинальным напряжением ниже 110 кВ:

$$\Delta \bar{A}_a = 0, \quad \Delta \bar{A}_p = 0,$$

где q_0^3 – среднее значение удельной зарядной мощности линии; $L_{\text{л}}$ – длина линии; $\text{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь;

– переменные ТРЭТ активной и реактивной ЭЭ в линии электропередачи:

$$\Delta \tilde{A}_a = \text{Error! } r_o \cdot L_{\text{л}} \cdot d \cdot k_{\text{нс}} \cdot 10^{-3},$$

для высоковольтных ВЛ и КЛ

$$\Delta \tilde{A}_p = \text{Error! } x_o \cdot L_{\text{л}} \cdot d \cdot k_{\text{нс}} \cdot 10^{-3},$$

для низковольтных (до 1 кВ) ВЛ и КЛ

$$\Delta \tilde{A}_p = 0,$$

где $k_{\text{нс}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение ТРЭТ из-за несимметрии нагрузки фаз при подключении однофазных электроприемников.

Коэффициент несимметрии нагрузки фаз

$$k_{\text{нс}} = 1 + \text{Error!},$$

где $I_{(2)}$ – модуль тока обратной последовательности; $I_{(1)}$ – модуль тока прямой последовательности.

$$\hat{I}_{(1)} = 1/3 (\hat{I}_{(A)} + \hat{I}_{(B)} e^{j2/3\pi} + \hat{I}_{(C)} e^{-j2/3\pi}),$$

$$\hat{I}_{(2)} = 1/3 (\hat{I}_{(A)} + \hat{I}_{(B)} e^{-j2/3\pi} + \hat{I}_{(C)} e^{j2/3\pi}),$$

где $\hat{I}_{(A)}$, $\hat{I}_{(B)}$, $\hat{I}_{(C)}$ – вектор тока в фазах A , B и C соответственно.

В расчете коэффициента несимметрии учитывается потребление активной и реактивной электроэнергии потребителем с учетом постоянных и переменных ТРЭТ в трансформаторе, а также постоянные ТРЭТ в линии на смежном участке, следующим за рассматриваемым в направлении от точки подключения сети. Переменные ТРЭТ в линии электропередачи в расчете коэффициента несимметрии не учитываются из-за сложности расчета и незначительного увеличения точности результата.

3.4 Суммарный ТРЭТ в элементе (линии электропередачи, трансформаторе) электрической сети ΔA_a , кВт·ч

$$\Delta A_a = \Delta \bar{A}_a + \Delta \tilde{A}_a.$$

Суммарный ТРЭТ определяется как сумма активных ТРЭТ во всех элементах электрической сети.

4 выполняется расчет полной мощности линий продольного электроснабжения и автоматической блокировки железнодорожных

участков, на основании которой осуществляется выбор номинальной мощности головного трансформатора, согласно условия

$$S_{нт} \geq S_p, S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

При необходимости можно изменить значение выбранной номинальной мощности головного трансформатора в таблице результатов расчетов.

Определяются ТРЭТ в головном трансформаторе, питающем линии ПЭ и АБ:

– постоянные ТРЭТ активной и реактивной электроэнергии:

$$\Delta \bar{A}_a = T \cdot \Delta P_{xx},$$

$$\Delta \bar{A}_p = T \cdot \Delta Q_{xx},$$

где T – число часов в расчетном периоде (по умолчанию принимается один год); ΔP_{xx} – среднее значение активных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, кВт; ΔQ_{xx} – среднее значение реактивных потерь холостого хода трансформатора за расчетный период, квар.;

– переменные ТРЭТ активной и реактивной ЭЭ в силовом трансформаторе:

$$\Delta \bar{A}_a = \text{Error!} R_T \cdot d \cdot 10^{-3}, \Delta \bar{A}_p = \text{Error!} X_T \cdot d \cdot 10^{-3},$$

где A_a – потребление активной электроэнергии в расчетном периоде; A_p – годовое потребление реактивной электроэнергии в расчетном периоде; $U^2_{;нт}$ – класс номинального напряжения трансформатора; R_T – активное сопротивление трансформатора; X_T – индуктивное сопротивление трансформатора; d – дисперсионный коэффициент, учитывающий увеличение ТРЭТ в зависимости от неравномерности графика нагрузки;

5распределение ТРЭТ между абонентами дистанции электроснабжения:

– в электрической сети дистанции электроснабжения выделяется транзитная электрическая сеть, состоящая из последовательных элементов от точки подключения абонента до точки границы балансовой принадлежности между дистанцией и энергосистемой;

– для каждого элемента определяется доля относимых ТРЭТ, как отношение потреблений активной ЭЭ в начале рассматриваемого участка линии электропередачи и в конце смежного предыдущего (в направлении от точки подключения электросети) участка.

– последовательно для каждого участка электросети определяется процент ТРЭТ нарастающим итогом от точки подключения электросети δA_{af} , %

$$\delta A_{af} = \frac{\Delta A_{a(f-1)} - \Delta A_{af}}{\Delta A_{af}} 100 \%,$$

где $\Delta A_{a(f-1)}$ – ТРЭТ нарастающим итогом от точки подключения электросети в смежном предыдущем участке; ΔA_{af} – ТРЭТ в рассматриваемом участке

электросети; A_{af} – потребление активной электроэнергии в конце рассматриваемого участка;

6 уточненный расчет по перегрузке трансформаторов. Для этой цели выполняется имитация случайного включения потребителей на линиях в соответствии с техническими данными и сведениями о перевозочном процессе. К потребителям, которым соответствует такой характер включения относятся сигнальные точки, переезды, устройства контроля теплового состояния буксовых узлов подвижного состава, указатели “V” и другие.

Указывается число реализаций N (разыгрываемых вариантов работы потребителей линии ПЭ и АБ, определяемое заранее на основании заданной точности имитации откликов модели).

Запуск имитационного эксперимента для уточненного расчета параметров с вероятностным характером потребления, выполнение процедур, указанных в пунктах 3 и 4;

7 получение из откликов ИМ ПЭ графика с максимальной полной мощностью нагрузок и значений коэффициентов: формы и максимума графика нагрузок; допустимого коэффициента систематической перегрузки $k_{2\text{доп}}$ [29].

Выполнение проверочного расчета номинальной мощности головного трансформатора, согласно условию

$$S_n k_{2\text{доп}} \geq S_{\text{max}},$$

где S_{max} – максимальная полная мощность суммарного графика для всей линии ПЭ или АБ.

Если условия проверки не выполняются, следует увеличить S_n .

8 уточненный расчет пределов изменения контролируемых для графика с максимальной полной мощностью параметров (вторичного напряжения головного трансформатора и напряжения на потребителях).

В дальнейшем программа ИМ ПЭ может быть использована как отдельно для предприятий железнодорожной отрасли с целью расчетов ТРЭТ.

Таким образом ИМ ПЭ позволяет найти вариант организации электроснабжения с наименьшей величиной ТРЭТ с помощью метода статистических испытаний на основании рационального подбора оборудования. На основании полученной информации выявляются наиболее “узкие места” в различных вариантах схем электроснабжения, разрабатываются мероприятия по повышению надежности электроснабжения.

3.3 Реализация имитационной модели надежности системы электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей

Наработка электрооборудования на отказ зависит от производственно-технологических и климатических факторов. В качестве основных параметров математической модели надежности функционирования оборудования можно использовать наработку на отказ и среднее время восстановления, что позволяет охарактеризовать безотказность и долговечность оборудования. Такой подход к оценке вероятности отказа элементов реализуется учетом статистической информации о различных типах отказов, полученных в результате обследований. Значения результирующей вероятности безотказной работы и интенсивности отказов системы с учетом эксплуатации и без нее различны в несколько раз [30]. Это является, как правило, следствием сделанных при ориентировочных расчетах допущений: анализируемая система, как правило, структурно является последовательной; условия эксплуатации не учитываются; отказы элементов независимы; модели отказов любых элементов полагаются экспоненциальными [31]. Многочисленные исследователи указывают на актуальность определения устойчивых уровней наработки на отказ и повышения надежности электрооборудования, применения аналитических методов оценки надежности технических систем [32].

Целью данной программы являлось решение проблемы создания эффективного метода и средств исследования надежности сложных электрических систем (СЭС) сетей 0,4 кВ. Для достижения цели исследования поставлены и решены следующие задачи: разработан метод имитационного моделирования надежности СЭС; разработан программно-технологический комплекс имитационного моделирования (ПТКИ), обеспечивающий реализацию метода; апробирован разработанный метод имитации, средства автоматизации имитационных экспериментов и технологии использования этих средств для реализации метода и методик решения задач проектного моделирования СЭС [48, 54].

Использование имитационного моделирования для расчёта надёжности сложных технических систем основано на том, что процесс их функционирования представляется математической вероятностной моделью, отражающей в реальном масштабе времени все события (отказы, восстановления), происходящие в системе. С помощью такой модели программными средствами многократно моделируется процесс функционирования системы, и по полученным результатам определяются искомые статистические характеристики этого процесса, являющиеся показателями надёжности.

Время счёта показателей надёжности методом имитационного моделирования зависит от полного числа опытов N , числа рассматриваемых состояний СЭС, числа элементов в ней. Анализ сформированных состояний производится на протяжении всего рассматриваемого интервала времени T .

Программа расчёта показателей надёжности состоит из главной части и отдельных логически самостоятельных блоков-подпрограмм. В главной

части в соответствии с общей логической последовательностью расчёта происходят обращения к подпрограммам специального назначения, расчёт показателей надёжности по известным формулам и анализ статистических результатов.

При расчёте надёжности СЭС применяется логико-вероятностный метод. Любая СЭС представляется структурной схемой надёжности (ССН), на которой оборудование заменяют элементом с определенными параметрами надёжности. В простейшем случае она представляет системы, которые образованы последовательно-параллельным включением элементов. Однако, если структурная схема не является таковой, то решить её общей аналитической моделью практически невозможно.

В свою очередь ССН можно сопоставить графу, в котором один или несколько последовательно соединенных элементов представлены ребрами графа, а узлы схемы – вершинами графа (рисунок 4.2).

В качестве входных вершин m выступают вторичные обмотки трансформаторов распределительных подстанций, выходными вершинами n – потребители электроэнергии (цеха, отдельные мощные электроприемники или другие объекты в зависимости от цели моделирования), узлы схемы – распределительные шкафы, ребра графа – линии электропитания 0,4 кВ (кабельные, воздушные).

На основании исходных данных автоматически составляется матрица надёжности СЭС для различных вариантов в следующем виде (рисунок 3.5)

	1	2	...	n
1				
...				
m				

Рисунок 3.5 – Матрица надёжности СЭС

Каждая из ячеек матрицы надёжности СЭС представляет собой вероятность безотказной работы для i -го трансформатора подстанции и j -го потребителя. При отсутствии связи между потребителем и трансформатором ячейка не заполняется.

При заполнении ячеек для оценки надёжности данной информации используется графоаналитический способ, либо на основе последовательно-параллельных связей элементов (для упрощения схем, если необходимо,

используется приближенный метод преобразования треугольника в звезду и обратно (рисунок 4.4) [33]. В качестве источника информации может быть использован Комплекс автоматизированного диспетчерского управления (рисунок 3.5) и другие программы, использующиеся для анализа текущего электроснабжения.

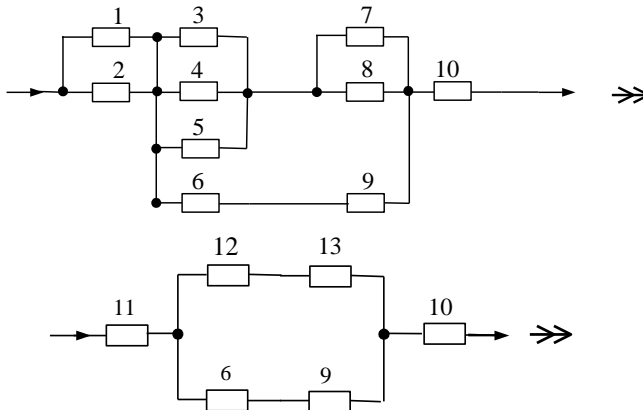


Рисунок 3.6 – Пример составления схем замещения по надежности системы электроснабжения, состоящей из десяти элементов

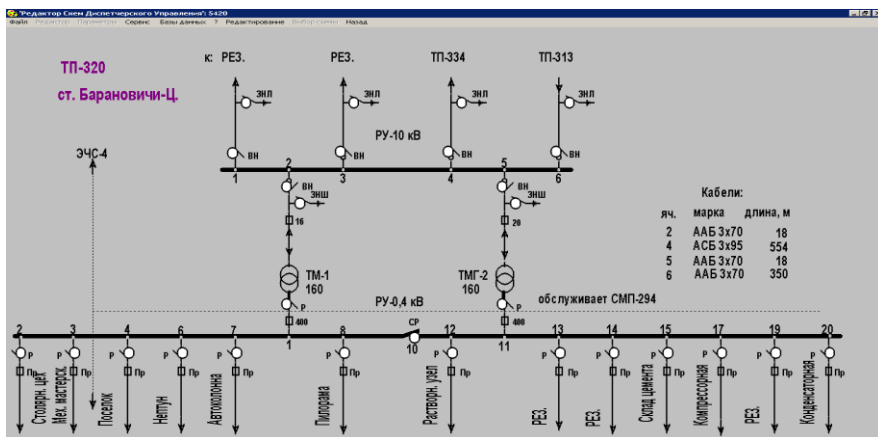


Рисунок 3.5 – Пример составления связи источник-потребитель на основе комплекса автоматизированного диспетчерского управления

После заполнения ячеек матрицы, для каждого элемента ее содержимого, характеризующегося определенной вероятностью

безотказной работы, с помощью генераторов псевдослучайных чисел на каждый элемент разыгрывается случайное число, определяющее его состояние. После розыгрыша каждый элемент схемы (системы) принимает одно из двух логических значений, а именно исправен ($a_i = 1$) или не исправен ($a_i = 0$). Таким образом

$$a_i = \begin{cases} 0, & \text{если значение розыгрыша} \geq p_{in}; \\ 1, & \text{если значение розыгрыша} < p_{in}, \end{cases}$$

где p_{in} – нормативная вероятность безотказной работы i -го элемента.

Любой i -ый элемент системы может принадлежать нескольким j -м путям и занимать в них одно l -ое место. Тогда логическое состояние j -го пути определяется как

$$T_j = \bigwedge_{l=1}^{K_j} a_{j,l},$$

где K_j – количество элементов в j -м пути; $a_{j,l}$ – логическое состояние l -го элемента в j -м пути.

Последняя формула представляет собой перемножение логических состояний элементов, входящих в путь, и означает, что j -й путь исправен только тогда, когда работоспособны все элементы принадлежащие пути.

Логическое состояние всей системы R в s -м розыгрыше будет представлять собой сумму логических состояний минимальных путей

$$R_s = \bigwedge_{j=1}^M T_j,$$

где M – максимальное число минимальных путей для выбранной схемы; T_j – логическое состояние j -го минимального пути.

Это означает, что если исправен хотя бы один путь, то работоспособна система в целом.

Полученные для каждого розыгрыша результаты, позволяют определить вероятность безотказной работы системы для определенного промежутка времени работы системы на основании N имитационных экспериментов

$$\lambda_p = \frac{\sum_{s=1}^N R_s}{N},$$

где D – число произведенных розыгрышей методом Монте-Карло; s – номер розыгрыша.

Для реализации имитационной модели с помощью ПТКИ использовался язык программирования *java*.

В качестве входных данных задаются (рисунок 3.6):

- количество трансформаторов и потребителей;
- параметры элементов графа СЭС;
- данные о параметрах надежности элементов ;

– количество проводимых автоматически модельных экспериментов.

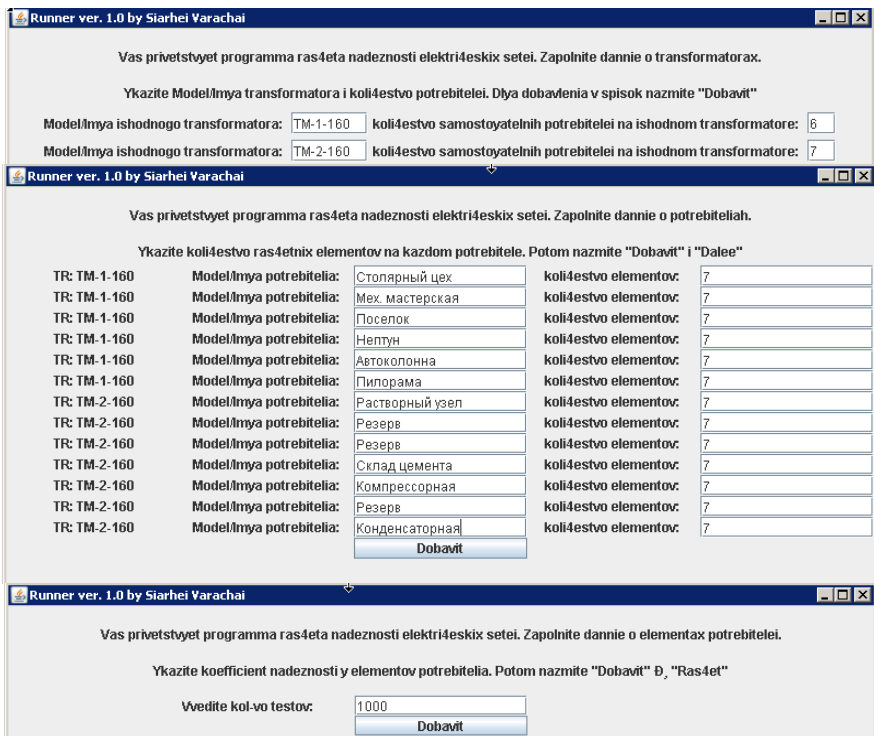


Рисунок 3.6 – Пример этапов реализации имитационной модели СЭС

В качестве откликов ИМ использовались:

- вероятность безотказной работы для каждого источника и потребителя;
- вероятность безотказной работы для всех источников;
- вероятность безотказной работы для всех потребителей;
- вероятность безотказной работы для всей системы с учетом важности влияния каждого из элементов СЭС, за счет использования весовых коэффициентов.

Основные допущения при имитационном моделировании:

1 Перерывы электроснабжения, ликвидируемые работой автоматики (АПВ, АВР), не учитываются. Устройства релейной защиты считаются действующими безотказно.

2 Расчетные схемы для всех видов отключений составляются отдельно для каждого потребителя или (и) групп потребителей.

ПТКИ имитационной модели при анализе работоспособности системы позволяет моделировать отказ потребителя электрической энергии, исходя из климатических и производственных условий его эксплуатации, а также различными законами распределения. Для этой цели используется

дополнительные элементы программы, реализованные в виде аналитических моделей определения показателей безотказности функционирования восстанавливаемых или невосстанавливаемых объектов в программе *Mathcad* для различных законов распределения. В качестве наиболее значимых показателей безотказности используются следующие: вероятность безотказной работы СЭС, время восстановления СЭС, средняя наработка, гамма-процентная наработка до отказа, средняя остаточная наработка до отказа.

Этап анализа результатов модельных экспериментов на имитационной модели СЭС при анализе различных альтернативных вариантов электроснабжения реализуется следующей последовательностью шагов:

- оценка надежности всей системы и каждого потребителя в отдельности с помощью множества откликов при изменении параметров процесса;
- выбор рационального варианта организации СЭС с точки зрения надежности; поиск «узких» мест в СЭС.

При поиске «узких мест» рассматривались два уровня СЭС различных вариантов организации СЭС – источники и потребители.

Практическое применение программного инструментария заключается в оптимизации технических решений по обеспечению надежности при проектировании и эксплуатации сложных электрических систем.

Результаты исследования позволяют: прогнозировать показатели надежности электрооборудования СЭС; установить «узкие места» в обеспечении надежности; разработать мероприятия по повышению эффективности функционирования электрооборудования.

Практические рекомендации по повышению надежности систем электроснабжения приведены в приложении Б.

3.4 Верификация имитационной модели

Верификация программы ИМ УЗЛОВ проводилась на основании отчетов о научно-технической работе по расчету величины технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку по электрическим сетям железнодорожных узлов Витебской и Барановичской дистанции электроснабжения с обоснованием долей этой величины, относимых на отдельных потребителей (соответственно договора № 17/10544 от 01.06.2016 г., № 18/10556 от 01.06.2016 г., № 198/9875 от 01.06.2015 г.) и аналитическим расчетом по методике, приведенным в источниках [28, 36].

При в качестве исходных данных для ИМ УЗЛОВ использовались следующие:

- координаты точек расположения ИП, РУ и ТП ($x_i, y_i, i = \overline{1, n}$);
- сведения о всех ТП: номер или название ТП; P_p – расчетная активная нагрузка потребителя; $\cos\varphi_p$ – расчетный коэффициент мощности;

категории потребителей; T_m – число часов использования максимума нагрузки в год; U_n – напряжение первичной обмотки трансформаторов; k_ϕ – коэффициент формы графика нагрузки участка сети;

– схема электроснабжения на период выполнения договоров, учитывающая расстояния между всеми объектами, кабельными линиями, данными счетчиков.

Верификация ИМ УЗЛОВ по результатам отчетов о научно-технической работе и аналитических расчетом состояла из последовательности проверок того, что номинальная мощность выбранных трансформаторов, нагрузки ($P_p^{вн}$, $Q_p^{вн}$, $S_p^{вн}$) на высокой стороне, сечения проводов кабелей по критерию допустимого нагрева, приведенные затраты Z_i с учетом капитальных затрат на сооружение сети (или без них) и издержек на эксплуатацию с точностью до ошибки $\Delta Y\%$ близки к их ожидаемым значениям.

Например, для фидера № 206 ЭЧС-16 Витебской дистанции электроснабжения результаты максимальной по модулю величины рассогласования ИМ УЗЛОВ с результатами аналитического расчета по действующим методикам $\Delta u = u_{\text{модели}} - u_{\text{оригинала}}$ по активной мощности при выборе трансформаторов подстанции составила 0,004 кВт (среднее значение 42,26 кВт), что соответствует ошибке в округлении чисел и принятой точности расчетов.

По расчетному току при выборе сечений кабельной или воздушной линии результаты максимальной по модулю величины рассогласования составила 0,08 А (среднее значение 3,849 А), что также указывает на приемлемость полученных результатов моделирования.

Согласно процедуры Монте-Карло, по каждой выборке $\{ST_{jh}\}$, $h = \overline{1, N}$ формируются оценки математического ожидания $M_{ST_{jh}}$ и дисперсия изменения статистики $S_{ST_{jh}}^2$ для h -го варианта ИЭ. Как известно из [35, 36] любая *верификация ИМ* состоит в доказательстве утверждений соответствия алгоритма ИМ УЗЛОВ реальному функционированию системы электроснабжения путем формальных и неформальных исследований реализованных программ ИМ УЗЛОВ. Неформальные исследования включают в себя ряд процедур проверки выполненных в ходе комплексной отладки алгоритмов компонентов ИМ УЗЛОВ. Необходимо отметить, что реальные системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта характеризуются завышенной номинальной мощностью трансформаторов подстанций и сечениями кабельных линий. Это обусловлено более интенсивными железнодорожными перевозками в предшествующем периоде эксплуатации, возможностью изменения схемы

электрооборудования и установленной мощностью электрооборудования потребителей.

Увеличение числа трансформаторов ТП при замене одного двумя меньшей мощности приводит к небольшому увеличению (менее 5%) годовых потерь электроэнергии (рисунок 3.7).

Параметры потребителей				
№	Название Р _н , кВт	Т _{зд} , ч cos φ _р	К-во Т-ов	
			U _{зд} , кВ	X Y
1	Витебск-Заболотинка	6178,956	1	145
	42,29	0,833958	10	214
2	ГКТП-19	5425,727	1	154
	4,658	0,9496	10	203
3	ТП-17(СШ1)	5426,286	1	208
	99,244	0,9496	10	158
4	ГКТП-22	5425,986	1	140
	2,096	0,9497	10	204
5	ТП-16	5496,193	1	86
	34,932	0,9497	10	80
6	ТП-11	5496,324	1	88
	1,232	0,9496	10	82

Годовое электропотребление

№	ИП	K_m	$P_{p, \text{кВт}}^{\text{РН}}$	$P_{\text{ср, кВт}}^{\text{РН}}$	T, ч	W, тыс кВт*ч
0	Витебск-Заболотинка	1.617	42.64	26.36	8760	230,934.94
1	ГКТП-19	1.616	4.82	2.98	8760	26,104.45
2	ТП-17(СШ1)	1.697	100.94	59.49	8760	521,156.26
3	ГКТП-22	1.662	2.24	1.35	8760	11,786.70
4	ТП-16	1.608	35.87	22.30	8760	195,376.63
5	ТП-11	1.732	1.37	0.79	8760	6,921.64
6	ТП-10(Т1)	1.892	45.42	24.01	8760	210,296.53
7	ТП-10(Т2)	1.785	64.30	36.03	8760	315,607.52
8	ТП-6(СШ2)	1.896	113.26	59.75	8760	523,388.24

a) исходный вариант

№	Название Р _н , кВт	Т _н , ч сог. ФЭ	К-во Т-ов		X Y
			U _{ном} , кВ		
1	Витебск-Заболотинка	6178,956	2	▼	145
	42,29	0,833958	10	▼	214
2	ГКТП-19	5425,727	2	▼	154
	4,658	0,9496	10	▼	203
3	ТП-17(СШ1)	5426,286	2	▼	208
	99,244	0,9496	10	▼	158
4	ГКТП-22	5425,986	2	▼	140
	2,096	0,9497	10	▼	204
5	ТП-16	5496,193	2	▼	86
	34,932	0,9497	10	▼	80
6	ТП-11	5496,324	2	▼	88
	1,232	0,9496	10	▼	82
7	ТП-10(Т1)	5496,207	2	▼	233
	45,081	0,9497	10	▼	205
8	ТП-10(Т2)	5426,207	2	▼	238
	63,071	0,9497	10	▼	209
9	ТП-6(СШ2)	2426,282	2	▼	318
	111,2765	0,9496	10	▼	183

Годовое электропотребление

№	ИП	K _н	P ^{max} _н , кВт	P ^{max} _{сп} , кВт	T, ч	W, тыс кВт·ч
0	Витебск-Заболотинка	1.617	43.38	26.82	8760	234,938.77
1	ГКТП-19	1.616	4.94	3.06	8760	26,773.58
2	ТП-17(СШ1)	1.697	99.95	58.91	8760	516,047.24
3	ГКТП-22	1.662	2.37	1.43	8760	12,486.11
4	ТП-16	1.608	35.85	22.29	8760	195,296.53
5	ТП-11	1.732	1.50	0.87	8760	7,600.31
6	ТП-10(Т1)	1.892	46.43	24.54	8760	214,991.09
7	ТП-10(Т2)	1.785	64.66	36.23	8760	317,369.57
8	ТП-6(СШ2)	1.896	112.03	59.10	8760	517,681.21

б) измененный вариант

Рисунок 3.7 – Результаты сравнения при изменении числа трансформаторов

3.5 Статистическая проверка адекватности

Для адекватности математической модели реальному поведению оригинала рассогласование соответствующих параметров должно удовлетворять двум критериям: *точности* и *непротиворечивости* [20, 36]. Таким образом, необходим алгоритм проверки этих двух критериев для величины *рассогласования* результатов ИМ УЗЛОВ с результатами аналитического расчета по действующим методикам:

$\Delta u = u_{\text{модели}} - u_{\text{оригинала}}$. В результате для статистического анализа

использовалось множество значений рассогласования $\{\Delta u_i; i = 1, 2, \dots, N\}$ – выборка из генеральной совокупности истинной величины рассогласования.

Доверительный интервал для оценки истинного значения рассогласования a по найденному значению выборочной средней величины рассогласования Δu при известной несмещенной выборочной оценке среднего квадратического отклонения s :

$$\overline{\Delta u} - t_{\gamma, N-1} \frac{s}{\sqrt{N}} < a < \overline{\Delta u} + t_{\gamma, N-1} \frac{s}{\sqrt{N}},$$

где $\overline{\Delta u} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^r N_j \Delta u_j$; $s^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^r N_j (\Delta u_j - \overline{\Delta u})^2$; $t_{\gamma, N-1}$ определяется

по распределению Стьюдента; N_j – число попаданий в j -й интервал (из r) наблюдаемых рассогласований Δu ; Δu_j – середина j -го интервала; N – общее число наблюдаемых значений Δu .

Размер доверительного интервала тем меньше, чем меньше доверительная вероятность \square и чем больше число опытов N . Естественно, при планировании вычислительного эксперимента следует стремиться к тому, чтобы такая оценка погрешности (т.е. доверительный интервал) не выходила за границы требуемой с точки зрения целей исследования погрешности \square , чего можно добиться разумным увеличением числа опытов N и уменьшением доверительной вероятности \square . Иными словами, следует стремиться к тому, чтобы доверительный интервал целиком укладывался внутри допустимой погрешности.

Однако оценки точности с помощью доверительного интервала для математического ожидания рассогласования недостаточно. Даже в том случае, когда рассеивание результатов мало, и гарантируется с определенной доверительной вероятностью, может существовать *систематическая погрешность*. Ее присутствие свидетельствует о *закономерности* рассогласования между оригиналом и моделью и не позволяет пользоваться ею.

Оценка систематической ошибки делается по величине выборочного среднего рассогласований, так как эта точечная оценка по своему смыслу

характеризует среднее значение рассогласований, "*присутствующее постоянно*". Указанную оценку можно получить с помощью критерия Стьюдента, построенного на t -распределении, в предположении идеального случая: истинное значение математического ожидания погрешности равно нулю, т.е. $a = 0$. По указанному критерию сравниваются две величины:

$$t = \frac{\Delta u}{s} \sqrt{N} < t_{\text{крит}}(1-\alpha, N-1),$$

где $t_{\text{крит}}(1-\alpha, N-1)$ – предельное значение критерия, определяемое по таблице распределения Стьюдента при уровне значимости α (вероятности совершить ошибку первого рода: отвергнуть верную гипотезу об $a = 0$) с $N - 1$ степенями свободы.

Если $|t| < t_{\text{крит}}$, то систематическая ошибка *незначима*, т.е. не существенна и можно считать $a = 0$. В случае противоположного неравенства: $|t| > t_{\text{крит}}$, систематическая ошибка *значима*, т.е. не может считаться нулевой. В последнем случае математическая модель может считаться достаточно точной только при выполнении двух условий: доверительный интервал не выходит за границы требуемой с точки зрения целей исследования погрешности Δ , а выборочное среднее погрешностей \bar{u} пренебрежимо мало с точки зрения целей исследования, чтобы учитывать такую систематическую ошибку.

Непротиворечивость со статистической точки зрения может означать незначимость рассогласования, иными словами, неподверженность каким-либо закономерностям, непринципиальность – хаотичность. Последний термин и служит основой для построения критерия оценки непротиворечивости с помощью критерия согласия Пирсона χ^2 . Для этого достаточно, чтобы рассогласование между моделью и оригиналом имело характер *простой ошибки измерений*, т.е. подчинялось нормальному закону распределения с нулевым математическим ожиданием $a = 0$.

По критерию Пирсона χ^2 для этого сравниваются $\hat{\chi}^2$ и $\chi_{\alpha, \nu}^2$. Если $\hat{\chi}^2 < \chi_{\alpha, \nu}^2$, то различие статистического и гипотетического (нормального) законов распределения *незначимо*. То есть при заданном уровне значимости α гипотезу о поведении рассогласования эксперимента и "истины", как случайной ошибки измерений, можно принять и можно считать результаты вычислительного эксперимента не противоречащими реальному поведению оригинала. В случае противоположного неравенства: $\hat{\chi}^2 > \chi_{\alpha, \nu}^2$ расхождение *значимо* (закономерно, не может считаться случайным), и гипотезу следует отвергнуть, т.е. результаты вычислительного эксперимента противоречат реальному поведению оригинала.

Только в том случае, когда выполнены условия и требуемой точности, и

непротиворечивости, можно считать результаты вычислительного эксперимента адекватными реальному поведению оригинала с доверительной вероятностью \square и уровнем значимости \square α в эксперименте из N опытов.

Таким образом, алгоритм проверки адекватности математической модели реальному поведению оригинала с помощью статистических критериев, предварительно задав допустимую погрешность \square , уровень значимости α и доверительную вероятность \square , исходя из целей исследования. В этом алгоритме строго соблюдается последовательность проверки статистических критериев, каждый следующий из которых опирается на вывод предыдущего.

1 Выбирается один из параметров объекта, для которого есть результаты наблюдения $\{u_{\text{оригинала } i}\}$ в N точках, и соответствующий параметр $\{u_{\text{модели } i}\}$, полученный в контрольном вычислительном эксперименте в тех же условиях в тех же точках.

2 Вычисляются разности $\square \Delta u_i = u_{\text{модели } i} - u_{\text{оригинала } i}$.

3 Вся область значений $\square \Delta u$ разбивается на r интервалов таким образом, чтобы в каждой из них попало не менее пяти значений $\square \Delta u_i$.

4 Производится расчет количества попадания $\square \Delta u_i$ в каждый j -й ($1 \leq j \leq r$) интервал – частот N_j .

5 Определяются статистические оценки параметров распределения случайной величины $\square \Delta u$: выборочное среднее $\bar{\Delta u} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^r N_j \Delta u_j$, где Δu_j –

середина j -го интервала; и несмещенная оценка дисперсии

$$s^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^r N_j (\Delta u_j - \bar{\Delta u})^2.$$

6 Для проверки непротиворечивости, т.е. подчиненности рассогласования нормальному закону распределения, применяется критерий согласия Пирсона χ^2 . Вычисленное значение $\hat{\chi}^2$ сравнивается с табличным

значением распределения Пирсона $\chi_{\alpha, \nu}^2$, где наиболее употребительные

значения $\square \alpha = 0,05$ или $\square \alpha = 0,01$. Если $\hat{\chi}^2 < \chi_{\alpha, \nu}^2$, то распределение $\square \Delta u$

незначимо отличается от нормального, т.е. результаты вычислительного эксперимента можно считать не противоречащими реальному поведению оригинала. Если $\hat{\chi}^2 > \chi_{\alpha, \nu}^2$, то значимое отличие распределения Δu от нормального свидетельствует о противоречии результатов вычислительного эксперимента реальному поведению оригинала и исследования адекватности следует прекратить.

Замечание. Критерий согласия Пирсона $\square \chi^2$ не требует сведений о

законах распределения, а все последующие пункты требуют знания закона распределения и основаны на том, что Δu распределено по нормальному закону распределения с нулевым математическим ожиданием $a = 0$ и средним квадратическим отклонением s .

7 Для оценки систематической ошибки проверяется гипотеза о равенстве нулю математического ожидания ($a = 0$) рассогласования $\overline{\Delta u}$ с помощью критерия Фишера, для чего вычисляется статистика $t = \frac{\overline{\Delta u}}{s} \sqrt{N}$, которая

сравнивается с $t_{\text{крит}}(1-\alpha, N-1)$, определяемым по таблице распределения Стьюдента при уровне значимости $\alpha = 0,05$ или $0,01$ и числе степеней свободы $N - 1$. Если $|t| > t_{\text{крит}}$, то дальнейшие исследования адекватности нужно прекратить, так как это означает существование недопустимой систематической погрешности между результатами вычислительного эксперимента и реальным поведением оригинала. Если $|t| < t_{\text{крит}}$, то систематическая погрешность отсутствует и можно продолжать исследования.

8 Для оценки *точности* математической модели строится доверительный интервал для математического ожидания рассогласования при заданной доверительной вероятности γ (обычно $0,8$; $0,9$; $0,99$; или $0,999$):

$$\overline{\Delta u} - t_{\gamma, N-1} \frac{s}{\sqrt{N}} < a < \overline{\Delta u} + t_{\gamma, N-1} \frac{s}{\sqrt{N}},$$

где $t_{\gamma, N-1}$ определяется по таблице распределения Стьюдента. Если радиус доверительного интервала не превосходит допустимой погрешности, т.е.

$$t_{\gamma, N-1} \frac{s}{\sqrt{N}} \leq \delta,$$

то математическую модель можно считать достаточно точной по отношению к оригиналу.

В дополнение к этому можно построить доверительный интервал для среднего квадратического отклонения рассогласования

$$s \sqrt{\frac{N-1}{\chi_{1-\frac{\gamma}{2}, N-2}^2}} < \sigma < s \sqrt{\frac{N-1}{\chi_{\frac{\gamma}{2}, N-2}^2}}.$$

9 Если по п. 7 можно считать математическую модель не противоречащей оригиналу, а по п. 8 – достаточно точной, то результаты расчетов адекватны реальному поведению оригинала.

Результаты расчетов проверки адекватности модели и аналитического расчета для фидера № 206 ЭЧС-16 Витебской дистанции электроснабжения результаты величины рассогласования ИМ УЗЛОВ с результатами

аналитического расчета по действующим методикам

$$\Delta u = u_{\text{модели}} - u_{\text{оригинала}} :$$

– для активной и реактивной мощностей при выборе трансформаторов подстанции результаты составили

$$\begin{aligned} \overline{\Delta u} &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^r \Delta u_i = -0,001; \\ s &= \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^r (\Delta u_i - \overline{\Delta u})^2} = 0,0053; \\ \hat{\chi}^2 &= 2,69 < \chi_{\alpha=0,05, v=4-2-1=1}^2 = 3,841; \\ |t| &= \frac{\overline{\Delta u}}{s} \sqrt{N} = 0,8 < t_{\text{крит}} = 1,74; \\ \frac{\overline{\Delta u}}{s} \sqrt{N} &= 0,8 \leq \delta. \end{aligned}$$

Можно сделать следующие выводы:

– $\hat{\chi}^2 < \chi_{\alpha, v}^2$, значит результаты имитационной модели можно считать не противоречащими реальному поведению оригинала,;

– критерий Фишера $|t| < t_{\text{крит}}$ указывает на отсутствие в модели систематической погрешности;

– радиус доверительного интервала не превосходит допустимой погрешности.

Таким образом, все пункты проверки расчета мощностей указывают на адекватность имитационной модели ИМ УЗЛОВ.

– для расчетного тока при выборе сечений кабельной или воздушной линии результаты составили

$$\begin{aligned} \overline{\Delta u} &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^r \Delta u_i = 0,0017; \\ s &= \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^r (\Delta u_i - \overline{\Delta u})^2} = 0,001079. \end{aligned}$$

Можно сделать вывод о достаточной точности расчета токов имитационной модели ИМ УЗЛОВ.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

А.1 Особенности аналитического расчета надежности схем электроснабжения

При анализе реальных СЭС следует учитывать особенности их построения. Последовательное и параллельное соединения элементов в надежностном смысле могут отличаться от аналогичных электрических соединений. Например, ЛЭП, состоящая из двух цепей, подсоединенных под один выключатель рисунок А.1, электрически представляет собой параллельное соединение [20, 34].

С точки зрения надежности, эти элементы (цепи) соединены последовательно рисунок А.2, поскольку выход из строя любой из цепей приводит к выключению всей системы, состоящей из двух линий.

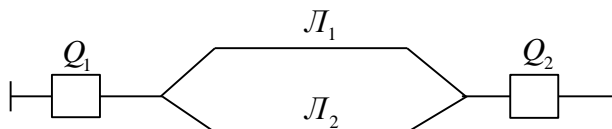


Рисунок А.1 – Схема ЛЭП, состоящей из двух цепей

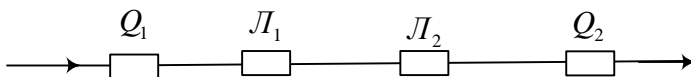


Рисунок А.2 – Схема замещения ЛЭП

Учет преднамеренных отключений. Преднамеренные отключения СЭС влияют на надежность электроснабжения потребителей. С одной стороны, при преднамеренных отключениях выполняются планово-предупредительные ремонтные работы, например, направленные на повышение надежности СЭС, а с другой стороны, преднамеренные отключения понижают надежность электроснабжения потребителей, так как создают нерезервированные схемы.

Преднамеренные отключения создают поток событий, не являющихся случайными, поскольку они вызываются направленным действием обслуживающего персонала. При определении надежности на короткий период времени, например, при решении в сетях оперативных задач, связанных с изменением режимов, преднамеренные отключения считаются детерминированными событиями.

Если надежность анализируется за длительный промежуток времени, например при проектировании СЭС, то заранее предусмотреть число и длительность преднамеренных отключений сложно. В этом случае последние рассматриваются как поток случайных событий и используются

положения теории вероятностей и математической статистики. Анализ большого объема статистических данных показал [20, 34], что преднамеренные отключения можно считать случайными событиями, если временной период решения задачи составляет не менее года.

Преднамеренные отключения при последовательном соединении элементов. Полагая преднамеренные отключения независимыми случайными событиями, характеризуем их аналогичными показателями.

Интенсивность преднамеренных отключений последовательно соединенных n элементов

$$v_c = \sum_{i=1}^n v_i = v_1 + v_2 + \dots + v_n,$$

где v_i – интенсивность преднамеренных отключений i -го элемента.

Среднее время обслуживания данной схемы после преднамеренного отключения, т.е. продолжительности плано-предупредительного ремонта

$$T_{0c} = v_c^{-1} \sum_{i=1}^n v_i T_{0i},$$

где T_{0i} – продолжительность плано-предупредительного ремонта i -го элемента.

Однако при ремонте электрооборудования обычно отключаются одновременно несколько взаимосвязанных элементов, например ЛЭП и понизительная подстанция, питающаяся по данной линии, трансформатор и шины распределительного устройства. Поэтому суммарная интенсивность преднамеренных отключений цепочки меньше суммы интенсивностей частот отдельных элементов.

Один из элементов цепочки, который чаще отключается, называется базовым, а относительная частота преднамеренных отключений остальных элементов по отношению к базовому – коэффициентом совпадения. Статистически он определяется как:

$$g_i = \frac{m_i(t)}{M_i(t)},$$

где $m_i(t)$ – число преднамеренных отключений i -го элемента, произведенных совместно с преднамеренным отключением базового элемента за период t ;

$M_i(t)$ – общее число преднамеренных отключений i -го элемента за тот же период времени.

Ориентировочные значения коэффициентов совпадения основных элементов электрической сети приведены в таблице А.1 [34].

Таблица А.1 – Расчетные значения показателей надежности элементов СЭС

Условное обозначение	Базовые элементы			
	ВЛ (КЛ) 35, 110 кВ	ВЛ (КЛ) 6, 10 кВ	Тр-р 110, 35/10 кВ	Тр-р 6, 10/0,4 кВ
Воздушная линия (ВЛ) 6, 10 кВ	0,7	1,0	0,6	–
Кабельная линия (КЛ) 6, 10 кВ	0,6	1,0	0,5	–
Ячейка РП 6, 10 кВ	0,3	0,6	0,4	1,0
Ячейка РУ 35, 110 кВ	0,8	–	0,6	–
Ячейка выключателя 6, 10 кВ	0,8	0,8	0,7	–
Трансформатор 35, 110/10 кВ	0,6	–	1,0	–
Трансформатор 6, 10/0,4 кВ	0,3	0,6	0,4	1,0
Шины 35, 110 кВ	0,6	–	0,8	–
Шины 6, 10 кВ	0,75	–	0,7	0,8
Сборка НН ТП	–	0,4	–	0,8

С учетом коэффициента совпадения формулы для определения показателей преднамеренных отключений последовательно включенных элементов принимают вид:

– для интенсивности преднамеренных отключений

$$v_c = v_6 + \sum_{i=1, i \neq 6}^n v_i (1 - g_i);$$

– для среднего времени восстановления после преднамеренного отключения

$$T_{0c} = v_c^{-1} [v_6 T_{06} + v_{\max} (T_{0\max} - T_{06}) + \sum_{i=1, i \neq 6}^n v_i T_{0i} (1 - g_i)],$$

где v_6, T_{06} – интенсивность преднамеренных отключений и среднее время обслуживания базового элемента; $v_{\max}, T_{0\max}$ – то же для элемента цепочки, у которого максимальное время обслуживания.

Преднамеренные отключения при параллельном соединении элементов. При параллельном соединении элементов в случае простоя одного из них остальные элементы не выводятся из работы и питание не нарушается.

В процессе функционирования СЭС возможен случай, когда один из элементов простаивает, а второй отказывает. При этом, если система состоит из двух элементов, она отказывает.

Интенсивность отказов системы в таком случае включает три слагаемых:

$$\lambda_c = \lambda^0 + \lambda' + \lambda''$$

где λ^0 – возможность отказа одного из элементов во время простоя другого элемента после отказа;

λ' – возможность отказа первого элемента во время простоя после преднамеренного отключения второго элемента;

λ'' – возможность отказа второго элемента при простое после преднамеренного отключения первого элемента.

Чем чаще и продолжительнее преднамеренные отключения, тем больше λ' и λ'' и тем ниже надежность системы.

Влияние организации обслуживания на надежность схем. В автоматизированных схемах отказ одного элемента приводит к срабатыванию устройств релейной защиты и автоматики и локализации отказавшего элемента. При этом может отказать и само устройство защиты и автоматики, и отказ распространится на обширную область схемы. Время ликвидации последствий отказа зависит от организации работы дежурно-оперативного персонала. Если подстанция не имеет дежурного персонала, то операции выполняются централизованной оперативно-выездной бригадой (ОВБ), а время восстановления зависит от вида обслуживания и определяется статистическими данными эксплуатации. В таблице А.2 приведены ориентировочные значения времени локализации отказов для объектов с различными видами обслуживания.

Таблица А.2 – Ориентировочные значения времени локализации отказов

Вид объекта	Время локализации отказа $T_{л}$, ч	
	Объект с дежурным персоналом	Действиями ОВБ
Упрощенная понизительная подстанция 35, 110 кВ: – городская – в сельской местности	0,2 0,2	1,0 2,0
Узловая подстанция 35, 110 кВ	0,3	–
Распределительный пункт 6, 10 кВ в городе	0,2	1,4
Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ: – городская – в сельской местности	– –	1,4 2,0

Восстановление электроснабжения в схемах с вводом резерва вручную рассмотрим на примере цепочки распределительной линии 10 кВ, выполненной кабелем. Линейные ячейки 10 кВ в трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (ТП) оборудованы выключателями нагрузки (QW). Цепочка разомкнута на линейной ячейке РУ 10 кВ ТП5 в сторону ТП4, как показано на рисунке А.3.

Пусть разрыв произошел на участке КЛ между ТП2 и ТП3. При этом отключится линейный выключатель на источнике питания (ИП) и окажутся без питания ТП1, ТП2, ТП3, ТП4. Через некоторое время по каналам телесигнализации или по телефону диспетчеру поступит сообщение об исчезновении напряжения.

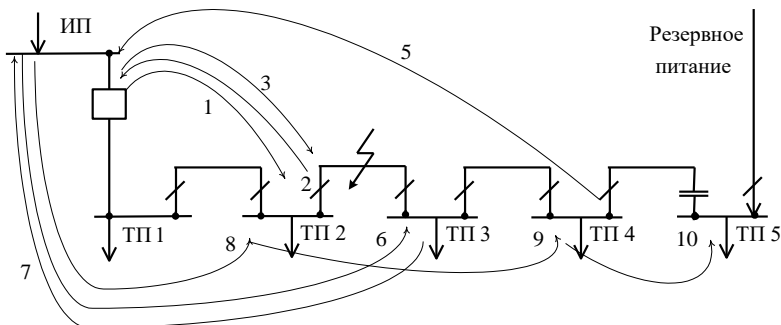


Рисунок А.3 – Схема участка электроснабжения с вводом резерва вручную

Диспетчер определяет последовательность выполнения коммутационных операций по поиску поврежденного участка и последующему восстановлению электроснабжения. ОВБ, получив задание от диспетчера, выезжает на ИП, где осматривает линейные выключатели и определяет отключенную линию. Затем ОВБ начинает поиск поврежденного места. Последовательность действий может быть следующей: ОВБ едет к ТП2 и отключает ВН в сторону ТП1, возвращается на ИП и включает линейный выключатель (отказ имел место на КЛ 2–3). Выключатель отключается вручную и ОВБ перемещается в ТП2, включает ВН к ТП1 и следует в ТП4, отключает ВН к ТП3, следует на ИП и включает линейный выключатель. Выключатель отключается от действия релейной защиты, ОВБ следует в ТП3 и отключает ВН к ТП2, едет на ИП и включает линейный выключатель, который отключается под действием релейной защиты. Так выявляется, что поврежден участок КЛ 2–3. ОВБ едет в ТП2, отключает ВН к ТП3, затем – в ТП4, включая ВН к ТП3, и, наконец, в ТП5, включая ВН к ТП4, на котором в нормальном режиме держится точка размыкания. Таким образом, ТП1 и ТП2 получают питание от основного ИП, а ТП3, ТП4, ТП5 – от резервного.

Время восстановления питания в схемах с ручным вводом резерва различно и зависит от многих факторов, что должно учитываться при расчетах надежности электроснабжения. Для этого в схеме замещения в качестве времени восстановления элемента принимается время оперативных переключений.

Влияние надежности коммутационной аппаратуры, устройств релейной защиты и автоматики на надежность схем. Для локализации отказавшего элемента и подачи в узел нагрузки питания от резервного источника необходимо, чтобы сработали устройства релейной защиты и автоматики (УРЗА), а также коммутационные аппараты (КА), на которые воздействуют эти устройства.

Рассмотрим операции отключения поврежденной линии и подачу

резервного питания в расчетный узел нагрузки рисунок А.4. Имеется распределительное устройство с двумя секциями шин, между которыми установлен секционный выключатель с устройством автоматического ввода резерва (АВР) двустороннего действия. В нормальном режиме каждая секция питается по своей линии, а секционный выключатель отключен.

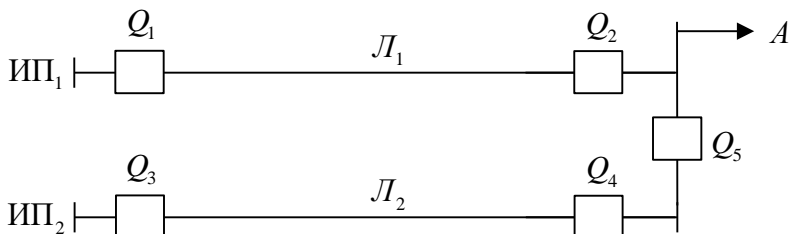


Рисунок А.4 – Схема распределительного устройства с двумя секциями шин

При поврежденной линии Л1 происходит следующее: релейная защита на выключателе Q1 подает команду на его отключение; срабатывает Q1, отключающий Л1 от ИП, релейная защита на Q2 подает команду на отключение Q2; срабатывает Q2, отключающий Л1 от узла нагрузки А; от исчезновения напряжения на секции шин срабатывает устройство АВР и подает команду на включение Q5; срабатывает Q5 и напряжение от Л2 через секцию шин и Q5 подается на А.

Таким образом, для обеспечения питания узла нагрузки понадобилось выполнить шесть операций. В действительности количество операций значительно больше, поскольку каждый комплект УРЗА состоит из нескольких элементов (реле, контакторов и др.). При этом на каждой из операций работающая аппаратура может отказаться. Поэтому для точной оценки надежности электроснабжения нужно учитывать надежность УРЗА и КА.

С одной стороны, коммутационные аппараты являются элементом силовой электрической цепи и несут нагрузку (электрическую, механическую) в нормальном режиме. Поэтому КА, как и другие элементы электрической сети, могут отказаться в нормальном режиме. Такие отказы называют статическими (например, перекрытие опорной изоляции, перегрев контактов). С другой стороны, на КА воздействуют с УРЗА для выполнения основных функций по включению (отключению). Возможен отказ в удовлетворении требованиям на срабатывание. С этой точки зрения КА можно рассматривать как элемент комплекта УРЗА. Такие отказы называются отказами функционирования.

Отказы функционирования УРЗА и КА бывают трех видов:

- отказы в срабатывании (невыполнение УРЗА и КА требований на срабатывание);

– неселективные срабатывания (срабатывание УРЗА и КА при требовании на срабатывание, поступающем не на данное, а другое срабатывание);

– ложные срабатывания (срабатывание УРЗА и КА при отсутствии требований на срабатывание).

$$q_{КА} = \frac{1}{M(t)} [m_{УРЗА}(t) + m_{ИКА}(t)].$$

Ориентировочные значения вероятности несрабатывания типичных схем релейной защиты и устройств автоматического ввода резерва приведены в таблице А.3.

Таблица А.3 – Ориентировочные значения вероятности несрабатывания

Наименование устройства	Вероятность несрабатывания $q_{КА}$	
	U=6, 10 кВ	U=35, 110 кВ
Релейная защита линии (вместе с КА)	0,020	0,015
Релейная защита трансформатора (вместе с КА)	–	0,010
Автоматический ввод резерва	0,022	0,020

Интенсивность отказов в расчетной точке схемы электрических соединений, зависящая от надежности работы УРЗА и КА, составит

$$\lambda_{КА} = \alpha q_{КА},$$

где α – интенсивность требований, поступающих на УРЗА и КА.

Требованиями считаются устойчивые отказы, которые фиксируются как отказы в электроснабжении, и неустойчивые отказы, которые ликвидируются при исчезновении напряжения. Неустойчивые отказы для воздушных ЛЭП составляют 50–70 % от всех отказов [34]. Для других видов основного оборудования СЭС число неустойчивых отказов меньше и в расчетах надежности их можно не учитывать.

Для ВЛ ожидаемая интенсивность требований на срабатывание УРЗА и КА

$$\alpha_{л} = k_{н} \lambda_{л}^0 l_{л},$$

где $k_{н}$ – коэффициент увеличения числа требований на срабатывание за счет учета неустойчивых отказов; $\lambda_{л}^0$ – удельная интенсивность отказов ВЛ; $l_{л}$ – длина защищаемой ВЛ.

Примерные значения величин: $k_{н} = 1,6$ для ВЛ 35, 110 кВ и $k_{н} = 1,6$ для ВЛ 6, 10 кВ.

При отказе в срабатывании УРЗА и КА управляющая команда поступает на срабатывание соответствующих устройств более высокого структурного уровня. Так, если откажет в отключении линейный выключатель Q1, то поступает заявка на отключение шинного выключателя Q2, что приводит к

полному обесточиванию шин распределительного устройства. Поскольку наложение отказов в срабатывании УРЗА и КА случается редко, при практических расчетах надежности схем электрических соединений его можно не учитывать.

Расчет показателей надежности схем электроснабжения. В схеме электрической цепи требуется определить показатели надежности электроснабжения в расчетной ее точке. Выполняется это следующим образом.

1 Технологическая схема электрических соединений представляется схемой замещения по надежности. При этом следует учитывать режим работы системы, действия УРЗА и КА при отказах, пропускную способность элементов в послеаварийных режимах. Необходимо ограничивать объем решаемой задачи. Если снизу схема ограничивается расчетной точкой – выходом из системы, то сверху выделяются входы – источники питания. Входы в систему выбираются таким образом, чтобы их надежность была абсолютной, т.е. значительно выше надежности данной схемы. При расчетах надежности СЭС общего назначения источниками питания являются распределительные устройства электростанций и узловых подстанций, имеющие не менее двух систем шин высшего напряжения и не менее двух трансформаторов.

Элементы схемы представляются в виде участков и узлов. На схеме замещения проставляют также направления движения электроэнергии по элементам от высшего напряжения к низшему, от источников питания к потребителю. По транзитным элементам, связывающим промежуточные узлы схемы, энергия может передаваться в обоих направлениях.

2 Определяются численные значения показателей надежности элементов (узлов и участков) схемы, часть из которых находится непосредственно по статистическим данным о повреждаемости оборудования, а часть рассчитывается.

3 Схема замещения поэтапно эквивалентуруется объединением последовательно и параллельно соединенных элементов. В результате схема преобразуется в двухполюсную неразделимую структуру (граф), входом в которую являются источники, а выходом – расчетная точка сети.

Показатели надежности участков, представляющих совокупность тесно связанного оборудования, определяются расчетами. Например, показатели надежности участка, имеющего линию и два выключателя на передающей и приемной подстанциях (имеются в виду статические показатели надежности выключателей, а не показатели надежности их функционирования) рассчитываются по формулам для последовательно соединенных элементов:

$$T_{в\ у\ ч} = \lambda_{у\ ч}^{-1} (2\lambda_{в} T_{в\ в} + \lambda_{л}^{\circ} I_{л} T_{в\ л}),$$

где, $\lambda_{\text{в}}$ – интенсивность отказов выключателя; $\lambda_{\text{л}}^{\circ}$ – удельная интенсивность отказов линии; $l_{\text{л}}$ – длина линии; $T_{\text{вв}}$ – среднее время восстановления выключателя; $T_{\text{вл}}$ – среднее время восстановления линии.

Исключением являются двухцепные линии и кабели, проложенные в одной траншее. Их отказы нельзя полагать независимыми событиями, поскольку поломка двухцепной опоры ВЛ приводит к одновременному отказу обеих цепей, а два проложенных в одной траншее кабеля обычно повреждаются строительными механизмами при выполнении земляных работ одновременно.

Расчет показателей надежности электроустановок (ЭУ). Он относится прежде всего к понизительным подстанциям и распределительным пунктам. Электроустановки различаются схемой построения, способом ввода резервного питания, применяемым оборудованием. Показатели надежности для подстанций, как правило, определяются на шинах РУ низшего напряжения.

Выход из строя любого из элементов нерезервированной электроустановки или установки с ручным резервированием приводит к исчезновению напряжения на шинах РУ: в случае нерезервированной ЭУ – на время ремонта отказавшего элемента, а для ЭУ, резервированных вручную, – на время подключения резервного питания.

Для определения показателей надёжности электроустановок аналитическим методом необходимо составить расчётную схему соединения их элементов, которая отражает логику связей элементов с точки зрения надёжности работы всей установки или с точки зрения отказа всей установки. Расчётная схема СЭС часто не совпадает с электрической схемой. Иногда последовательно соединённые в электрической схеме элементы на логической схеме должны быть изображены параллельным соединением и наоборот. Например, шинные разъединители всех параллельных по электрической схеме присоединений составляют последовательную цепочку, если рассматривается погашение сборных шин. Расчёт проводится путём замены параллельных и последовательных цепей эквивалентными элементами, для чего используются формулы, определяющие общее число аварийных отключений, длительность аварийных простоев для эквивалентного элемента.

Длительность планового ремонта для каждого случая подсчитывается исходя из существующих закономерностей ремонтных работ. Здесь необходимо учитывать, что одновременные отключения цепи из двух параллельных элементов в плановый период не допускаются. За время отключения элемента с большой длительностью ремонта может быть произведен ремонт других элементов (с относительно меньшей длительностью ремонта).

В зависимости от применяемой схемы соединения восстановление электроснабжения может заключаться: в замене отказавшего элемента;

ремонте поврежденного элемента; операции автоматического секционирования; АВР, АПВ; производстве переключений вручную.

Основные допущения аналитического расчета:

1 Перерывы электроснабжения, ликвидируемые работой автоматики (АПВ, АВР), не учитываются. Устройства релейной защиты считаются действующими безотказно.

2 Кратковременные отключения (производство переключений вручную) подсчитываются отдельно. Длительность перерывов электроснабжения при кратковременных отключениях принимается 20–30 мин. Расчетная схема для кратковременных отключений должна содержать только элементы, соединенные последовательно; параллельные ветви учитывать не следует.

3 Для длительных отключений (ремонт элементов) рассматриваются также отказы параллельных цепей, вызванные наложениями повреждений одного элемента на аварийное восстановление другого и аварийных повреждений на плановые отключения.

4 Расчетные схемы для всех видов отключений составляются отдельно для каждого потребителя или (и) групп потребителей.

5 Аналитические расчёты основываются на предположении, что поток отказов элементов на расчетном промежутке – простейший, пуассоновский, а закон распределения вероятности восстановления – экспоненциальный.

При определении показателей надежности электроустановок с автоматическим вводом резерва следует учитывать вероятность выхода из строя резервного питания при простое рабочего питания. Поэтому схема замещения обычно представляет собой систему со смешанным (последовательно-параллельным) соединением элементов.

А.2 Пример аналитического моделирования параметров надежности системы электроснабжения железнодорожного узла дистанции электроснабжения

Упрощенные схемы системы электроснабжения железнодорожного узла Гомельской дистанции электроснабжения [3, 54, 55] представлены на рисунке А.5. Альтернативная СЭС может быть предложена только после ее изучения главным инженером и энергетиком, а также диспетчерами дистанции электроснабжения.

Для расчета приняты усредненные показатели надежности элементов, которые представлены в таблице А.4.

Таблица А.4 – Принятые для расчета показатели надежности элементов

Название элемента	λ , год ⁻¹	T_B , ч	Источник данных
Трансформатор силовой	0,035	8	[20, 34]
Кабельная линия на 1 км	0,1	25	
Разъединитель	0,08	4,5	
Сборная шина	0,09	2	

Выключатель масляный	0,015	9	
Выключатель вакуумный	0,004	8	
Предохранитель	0,02	2	
Выключатель нагрузки	0,01	12	
Трансформатор тока	$3,3 \cdot 10^{-6}$	3	
Трансформатор напряжения	0,0072	3	

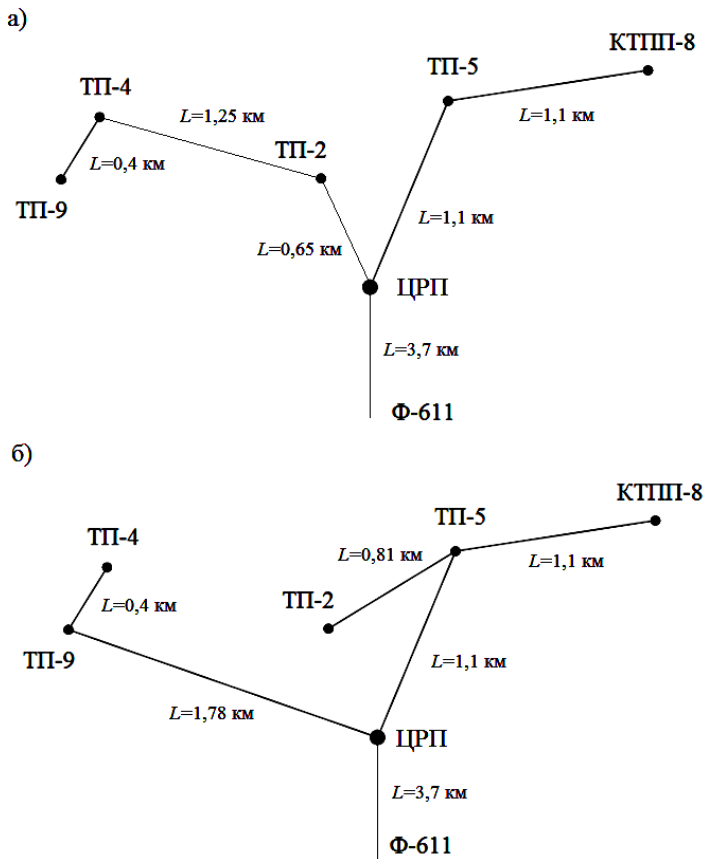


Рисунок А.5 – Схемы для расчета: а) исходная; б) предлагаемая

Для схем электроснабжения нетяговых потребителей характерно последовательное соединение элементов (в данном примере не рассматривалось резервирование). Таким образом суммарная интенсивность отказов каждой из ветвей схемы от трансформатора ТП до начала фидера будет равна сумме интенсивностей отказов всех элементов этой ветви:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i.$$

Вероятность отказа определяем по формуле 2.1.8 за 1 год. Вероятное время восстановления элемента при этом будет равно:

$$T_{\text{вв}} = Q(t) \cdot T_{\text{в}}.$$

Произведем расчет исходной схемы. Так как все ветви затрагивают одни и те же элементы, то рассчитаем их отдельно для наглядности и сравнительного анализа в таблицах А.5 – А.10.

Таблица А.5 – Расчет элементов Ф611 – ЦРП

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	T_b , ч	$T_{вв}$, ч
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	-	-	-	-
Кабель 10 кВ 3700 м	0,37	0,309	25	7,732
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
ОЛСП (ТР собств. нужд)	0,035	0,034	8	0,275
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	-	-	-	-
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ЦРП	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	-	-	-	-
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сумма	0,838			9,761

Таблица А.6 – Расчет элементов ЦРП – ТП2

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	T_b , ч	$T_{вв}$, ч
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Кабель 10 кВ 650 м	0,065	0,063	25	1,573
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП2	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель нагрузки	0,01	0,010	12	0,119
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 15 м	0,0015	0,001	25	0,037
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,557			3,735

Таблица А.7 – Расчет элементов ЦРП – ТП4

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	T_b , ч	$T_{вв}$, ч
ТЗЛ	0,0000033	0,000	11	0,000
Кабель 10 кВ 650 м	0,065	0,063	25	1,573
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП2	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Трансформатор напряжения	0,0072	0,007	3	0,022
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 1250 м	0,125	0,118	25	2,938
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП4	0,09	0,086	2	0,172
Выключатель на грузки	0,01	0,010	12	0,119
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Кабель 10 кВ 20 м	0,002	0,002	25	0,050
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,969			7,839

Таблица А.8 – Расчет элементов ЦРП – ТП5

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	T_b , ч	$T_{вв}$, ч
Кабель 10 кВ 1100 м	0,11	0,104	25	2,604
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП5	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 8 м	0,0008	0,001	25	0,020
Трансформатор 400/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,564			4,519

Таблица А.9 – Расчет элементов ЦРП – ТП9

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Кабель 10 кВ 650 м	0,065	0,063	25	1,573
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП2	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Трансформатор напряжения	0,0072	0,007	3	0,022
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 1250 м	0,125	0,118	25	2,938
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП4	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 400 м	0,04	0,039	25	0,980
ОМ (однофазн. Тр)	0,035	0,034	8	0,275
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Сборная шина ТП9	0,09	0,086	2	0,172
ОПН	-	-	-	-
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Кабель 10 кВ 10 м	0,001	0,001	25	0,025
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	1,287			9,846

Таблица А.10 – Расчет элементов ЦРП – КТПП-8

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
Кабель 10 кВ 1100 м	0,11	0,104	25	2,604
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ОПН	-	-	-	-
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032

Продолжение таблицы А.10

Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП5	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	-	-	-	-
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Кабель 10 кВ 1100 м	0,11	0,104	25	2,604
Выключатель нагрузки	0,01	0,010	12	0,119
Сборная шина КТПП-8	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Сборная шина КТПП-8	0,09	0,086	2	0,172
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,963			7,953

Найдем среднюю интенсивность отказов всей системы, путем вычисления среднего арифметического между интенсивностями отказов всех ветвей по формуле:

$$\lambda_{\text{СР}} = \lambda_{\text{Ф611-ЦРП}} + \frac{\lambda_{\text{ЦРП-ТП-2}} + \lambda_{\text{ЦРП-ТП-4}} + \lambda_{\text{ЦРП-ТП-9}} + \lambda_{\text{ЦРП-ТП-5}} + \lambda_{\text{ЦРП-КТПП-8}}}{5};$$

$$\lambda_{\text{СР}} = 0,838 + \frac{0,557 + 0,968 + 1,287 + 0,564 + 0,963}{5} = 1,706 \text{ год}^{-1}..$$

Таким же образом находим среднее вероятное время восстановления системы:

$$T_{\text{СВВ}} = T_{\text{Ф611-ЦРП}} + \frac{T_{\text{ЦРП-ТП-2}} + T_{\text{ЦРП-ТП-4}} + T_{\text{ЦРП-ТП-9}} + T_{\text{ЦРП-ТП-5}} + T_{\text{ЦРП-КТПП-8}}}{5};$$

$$T_{\text{СВВ}} = 9,761 + \frac{3,735 + 7,839 + 9,846 + 4,519 + 7,953}{5} = 16,539 \text{ ч.}$$

Вероятность безотказной работы системы за 1 год:

$$P(1) = \exp(-1,706 \cdot 1) = 0,182.;$$

Приведем расчет альтернативной схемы СЭС в таблицах А.11 – А.15, причем участок Ф611-ЦРП рассчитан ранее.

Таблица А.11 – Расчет элементов ЦРП – ТП-2

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
Кабель 10 кВ 1100 м	0,11	0,104	25	2,604
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ОПН				
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП5	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН				
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Кабель 10 кВ 810 м	0,081	0,078	25	1,945
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП2	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель нагрузки	0,01	0,010	12	0,119
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 15 м	0,0015	0,001	25	0,037
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	1,101			8,331

Таблица А.12 – Расчет элементов ЦРП – ТП-4

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
ТЗЛ	0,0000033	–	3	–
Кабель 10 кВ 1780 м	0,178	0,163	25	4,076
ОМ (однофазн. Тр)	0,035	0,034	8	0,275
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Сборная шина ТП9	0,09	0,086	2	0,172
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000

Продолжение таблицы А.12

ОМ (однофазн. Тр)	0,035	0,034	8	0,275
Кабель 10 кВ 400 м	0,04	0,039	25	0,980
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель масляный	0,015	0,015	9	0,134
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП4	0,09	0,086	2	0,172
Выключатель нагрузки	0,01	0,010	12	0,119
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Кабель 10 кВ 20 м	0,002	0,002	25	0,050
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,718			7,325

Таблица А.13 – Расчет элементов ЦРП – ТП-9

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Кабель 10 кВ 1780 м	0,178	0,163	25	4,076
ОМ (однофазн. Тр)	0,035	0,034	8	0,275
Трансформатор тока	0,0000033	–	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Сборная шина ТП9	0,09	0,086	2	0,172
ОПН	-	-	-	-
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Кабель 10 кВ 10 м	0,001	0,001	25	0,025
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,443			5,241

Таблица А.14 – Расчет элементов ЦРП – ТП-5

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
Кабель 10 кВ 1100 м	0,11	0,104	25	2,604
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ОПН	-	-	-	-
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП5	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032

Продолжение таблицы А.14

Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
ОПН	-	-	-	-
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
Кабель 10 кВ 8 м	0,0008	0,001	25	0,020
Трансформатор 400/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,564			4,519

Таблица А.15 – Расчет элементов ЦРП – КТПП-8

Название элемента	λ , год ⁻¹	Q	$T_{в}$, ч	$T_{вв}$, ч
Кабель 10 кВ 100 м	0,11	0,104	25	2,604
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ОПН	-	-	-	-
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	3	0,000
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Сборная шина ТП5	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Выключатель вакуумный	0,004	0,004	8	0,032
Трансформатор тока	0,0000033	0,000	11	0,000
ОПН	-	-	-	-
Разъединитель линейный	0,08	0,077	4,5	0,346
ТЗЛ	0,0000033	0,000	3	0,000
Кабель 10 кВ 1100 м	0,11	0,104	25	2,604
Выключатель нагрузки	0,01	0,010	12	0,119
Сборная шина КТПП-8	0,09	0,086	2	0,172
Разъединитель шинный	0,08	0,077	4,5	0,346
Предохранитель	0,02	0,020	2	0,040
Сборная шина КТПП-8	0,09	0,086	2	0,172
Трансформатор 250/10	0,035	0,034	8	0,275
Сумма	0,963			7,953

Найдем среднюю интенсивность отказов всей СЭС, путем вычисления среднего арифметического между интенсивностями отказов всех ветвей по формуле:

$$\lambda_{\text{ср}} = 0,838 + \frac{1,101 + 0,718 + 0,443 + 0,564 + 0,963}{5} = 1,596 \text{ год}^{-1}.$$

Таким же образом находим среднее вероятное время восстановления всей СЭС:

$$T_{\text{срВВ}} = 9,761 + \frac{8,331 + 7,325 + 5,241 + 4,519 + 7,953}{5} = 16,435 \text{ ч.}$$

Вероятность безотказной работы системы за 1 год:

$$P(1) = \exp(-1,596 \cdot 1) = 0,203.$$

Результаты расчетов показателей надежности двух СЭС представлены в таблице А.16.

Таблица А.16 – Конечные показатели расчета всей СЭС

	Исходная схема	Альтернативная схема
Приведенные затраты, тыс. у.е.	189,17	108,34
Средняя интенсивность отказов, год ⁻¹	1,706	1,596
Среднее вероятное время восстановления, ч	16,539	16,435
Вероятность безотказной работы в год, %	18,2	20,3

Интенсивность отказов альтернативной СЭС снизилась на величину $\Delta\lambda = 1,706 - 1,596 = 0,11 \text{ год}^{-1}$; среднее вероятное время восстановления в год снизилось на величину $\Delta T_{\text{срВВ}} = 16,539 - 16,435 = 0,104 \text{ ч}$, вероятность безотказной работы за год возросло на 2,1 %.

А.3 Повышение надежности работы электрооборудования, релейной защиты и автоматики

К настоящему времени разработаны различные методы оценки надежности электрооборудования. Для практического применения этих методов необходимы статистические данные о работе отдельных видов электрооборудования. Эти данные должны содержать информацию, достаточную для анализа причин повреждений и отказов электрооборудования, а также для расчетов оценок надежности и выбора оптимального варианта системы электроснабжения.

Отказы в работе электрооборудования в зависимости от длительности перерыва и принесенного ущерба считаются авариями или браком в работе. Отказы в работе в период пуска, наладки и испытаний нового и реконструированного электрооборудования как авария или брак не

регистрируются и учитываются особо. Их учет необходим, так как они характеризуют период приработки и освоения нового электрооборудования и несут важную для проектировщиков, эксплуатационников и изготовителей информацию.

Более полные сведения о надежности электрооборудования дает учет всех отказов, включая дефекты. Однако дефекты электрооборудования, обнаруженные при профилактическом обслуживании, не попадают в систему учета, в то время как их учет дает возможность получить информацию, необходимую для оптимизации систем профилактики и резервирования.

Для достоверной количественной оценки надежности требуется надлежащая организация сбора статистических данных о повреждаемости с развернутыми формами и актами, отражающими нарушения в работе данного электрооборудования. С помощью этих данных можно установить функциональную зависимость повреждаемости от внешних условий и режимов работы (нагрузки, температуры и прочих климатических условий, частоты операций, качества применяемых материалов и т.д.).

Для выбора рациональной системы электроснабжения необходимы следующие основные данные, характеризующие надежность работы электрооборудования:

- периодичность повреждений, неисправностей и отказов в работе электрооборудования, периодичность отказов, ложных и неправильных действий устройств защиты и автоматики;
- время ликвидации аварии данного вида электрооборудования, трудозатраты и стоимость аварийно-восстановительных работ;
- периодичность проведения плановых ремонтно-эксплуатационных работ, связанных с выводом электрооборудования из работы, трудозатраты и стоимость эксплуатационно-ремонтных работ.

На основе собранного и обработанного статистического материала об электрооборудовании определяются экономически обоснованные показатели надежности. Последние являются исходными данными для решения задач повышения надежности СЭС.

Надежная работа системы электроснабжения зависит от надежной работы электрооборудования, устройств релейной защиты и автоматики. Важно не только правильно выбрать указанное выше оборудование, но и надлежащим образом поддерживать его надежность в процессе эксплуатации, т.е. должны выполняться организационные меры по его хранению, ремонту и использованию; профилактическое обслуживание с учетом характеристик износа и старения этого оборудования. Если оно обладает ремонтпригодностью и замена его изношенных деталей осуществляется проверенными и приработанными деталями, то в эксплуатации можно обеспечить высокую живучесть оборудования, рассчитанного на многократное использование.

В процессе эксплуатации существенное значение имеют субъективные факторы, т.е. степень квалификации обслуживающего персонала и уровень организации эксплуатации. Надежность, которая свойственна данному изделию, может быть и не реализована из-за этих факторов.

При выборе электрооборудования необходимо исходить из следующих основных положений: электрооборудование должно удовлетворять условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузки (форсированный режим), режиму возможных КЗ и перенапряжений и соответствовать условиям окружающей среды (открытая или закрытая установка, температура, задымленность, влажность и др.)

Одними из главных элементов в системе электроснабжения промышленных предприятий являются **выключатели**, от работы которых зависит надежное и безопасное функционирование как отдельных узлов, так и всей системы в целом. Поэтому высокая надежность определяет их главное достоинство, так как отказ выключателя ведет к расширению аварии и большим материальным потерям. При выборе выключателей руководствуются следующими требованиями:

- время отключения выключателя должно быть наименьшим, что позволяет уменьшить последствия аварийного режима, а также увеличить запас устойчивости параллельной работы подстанций и, следовательно, пропускную способность линий электропередачи;

- габаритные размеры выключателя должны быть минимальными, что позволяет уменьшить размеры РУ и, следовательно, удешевить установку;

- коммутационный ресурс выключателя должен быть наибольшим, что позволяет упростить эксплуатацию и сократить расходы на ремонт.

Кроме того, при выборе выключателей необходимо учитывать их пожаробезопасность, отсутствие выброса масла и др.

В настоящее время наиболее надежными выключателями считаются вакуумные [14], достоинствами которых являются: небольшие габариты, простота конструкции, отсутствие сжатого воздуха или трансформаторного масла, взрывобезопасность, малое время отключения (0,05–0,075 с), высокая скорость восстановления прочности дугогасительного промежутка, бесшумность работы, отсутствие выброса в атмосферу, герметизация дугогасительного устройства, значительный коммутационный ресурс (50 000–100 000 при $I_{ном}$; 100 при отключении КЗ), отсутствие ударной нагрузки на фундамент, пожаробезопасность, малые эксплуатационные расходы, большой срок службы (25 лет), широкий диапазон температуры окружающей среды (от $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$), повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам, удобство обслуживания и др.

Для правильной эксплуатации коммутационного электрооборудования необходимо учитывать его назначение, область применения и особенности работы. Так, например, разъединители, предназначенные для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе,

можно использовать при следующих отключениях: намагничивающего тока силовых трансформаторов (не более 3,5 А при 6 кВ; не более 3 А при 10 кВ); зарядного тока шин, оборудования, воздушных и кабельных линий (не более 2 А при 10 кВ; не более 2,5 А при 6 кВ); тока замыкания на землю (не более 4 А при 6 кВ; не более 3 А при 10 кВ).

Между силовым выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки.

Для менее ответственных потребителей с целью снижения стоимости РУ 6–10 кВ подстанции вместо силовых выключателей небольшой и средней мощностей применяют выключатели нагрузки, способные отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других приемников электроэнергии. Для отключения токов КЗ, превышающих допустимые значения для выключателей нагрузки, последние комплектуются кварцевыми предохранителями ПК. При эксплуатации такого комплекта (ВНП) необходимо учитывать, что при каждом отключении выключателя нагрузки происходит износ газогенерирующих дугогасящих вкладышей, ограничивающих число допустимых отключений КЗ.

Широкое применение в системах электроснабжения промышленных предприятий находят **измерительные трансформаторы** тока (ТТ) и напряжения (ТН), которые являются основными источниками информации для устройств релейной защиты и автоматики. Точная работа ТТ и ТН обеспечивает надежное и быстрое отключение КЗ и своевременное сообщение об опасных перегрузках электрооборудования. От исправности и точности работы ТТ зависят не только правильный повседневный учет электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность их электроснабжения, сохранность самой электроустановки, особенно при КЗ.

В ПУЭ приведены требования к точности ТТ, которая в одинаковой степени важна и необходима как для традиционных электромеханических и статических аналоговых реле, так и для цифровых реле и терминалов релейной защиты, в особенности при использовании цифровых токовых защит с обратно зависимыми время-токовыми характеристиками. Это объясняется тем, что большинство устройств релейной защиты, в том числе и цифровые, получают основную информацию от традиционных электромагнитных ТТ.

При сильном искажении формы вторичного тока ТТ может произойти отказ защиты из-за ненадежного замыкания контактов некоторых реле (ЭТ-520, ИМБ, РМБ, РТ-40).

Говоря о *надежности устройств РЗ*, различают аппаратную надежность и надежность функционирования. *Аппаратная надежность* не зависит от характеристик объекта, на котором установлено данное устройство; *надежность функционирования* связана с выполнением

функций, которые возложены на данное устройство, и зависит от свойств защищаемого или автоматизируемого объекта. В отличие от элементов систем электроснабжения, отказы которых приводят к выводу их из работы, последствием отказа устройств РЗ может быть либо излишнее действие, либо несрабатывание, когда оно необходимо. Излишнее действие может быть как в момент отказа устройства – ложное срабатывание, так и при возмущении в системе, на которое устройство не должно реагировать, – неселективное срабатывание.

Надежность подстанций как элемента системы электроснабжения зависит от быстроты и безотказности действия устройств РЗ линий и трансформаторов.

Во время работы системы электроснабжения возникают кратковременные переходные процессы, вызванные изменениями перетоков мощности, аварийными режимами, действиями средств противоаварийной автоматики. Эти процессы могут отразиться на режиме работы потребителей электроэнергии, особенно промышленных предприятий с непрерывным технологическим процессом.

Опыт эксплуатации систем электроснабжения показал, что значительная часть автоматических отключений линий электропередачи вызывается неустойчивыми самоустраняющимися повреждениями. Устройство АПВ позволяет в большинстве отключений восстановить нормальную схему электроснабжения. Также успешно может быть использовано АПВ, если отключение линии произошло из-за ложной или неселективной работы РЗ.

Неустойчивые повреждения могут возникать также на выводах трансформаторов, шинах подстанций, шинных сборках и др.

Применение устройств АПВ питающих кабельных линий 6–10 кВ в системах электроснабжения промышленных предприятий не всегда целесообразно, так как повреждения в этих случаях, как правило, являются устойчивыми. Действия АПВ при устойчивом КЗ на кабельных линиях могут вызвать развитие аварии и еще большие повреждения.

В таблице А.17 приведены средние оценки показателей надежности основных видов устройств РЗ.

Успешное действие АПВ имеет место на воздушных линиях электропередачи; в этих случаях электроснабжение можно восстановить за время, менее 1 с, что позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей.

Другим эффективным средством повышения надежности электроснабжения является восстановление питания потребителей с помощью АВР источников взамен поврежденных или ошибочно отключенных источников питания.

На предприятиях разных отраслей промышленности широко используются СД мощностью до 5000 кВт (например, для привода насосов,

компрессоров); на их долю иногда приходится до 75 % всей потребляемой предприятием электроэнергии. Кратковременное (0,15–0,2 с) снижение напряжения до $0,6U_{ном}$ приводит к выпадению из синхронизма этих двигателей, остановке компрессоров и расстройству технологического процесса. Успешное действие АПВ и АВР в этих схемах не обеспечит бесперебойность работы. С целью повышения надежности системы электроснабжения с синхронной нагрузкой применяются быстродействующие АВР (БАВР).

Таблица А.17 – Средние оценки показателей надежности устройств РЗ

Тип устройства РЗА	Интенсивность отказов, год ⁻¹			Вероятность отказа в срабатывании, 10 ⁻³
	требуемых, 10 ⁻³	ложных, 10 ⁻³	неселективных, 10 ⁻³	
ДФЗ-2	1,3	10	19	2,4
ПЗ-162, ПЗ-164, ПЗ-164А	1,0	3,9	18	7,8
ПЗ-158, ПВБ-158	0,77	6,8	27	5,9
ПЗ-157, ПЗ-158, ПЗ-159	0,7	7,7	7,3	5,7
ПЗ-151, ПЗ-152, ПЗ-153	0,30	0,74	1,8	8,0
ДЗШ	0,16	4,2	11	29
УРОВ	0,044	2,8	2,8	63
ДЗТ	0,032	1,4	5,6	22
Газовая	0,014	4,4	0,93	3,0
МТЗ	–	1,4	2,6	0,6
АПВ	1,3	–	–	7,2
АВР	0,11	7,0	–	117
АЧР	0,18	1,7	2,5	1,6

Основными приемниками электроэнергии на промышленных предприятиях являются АД, которые в силу специфики своей работы отрицательно влияют на значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Для повышения последнего применяют различные способы компенсации реактивной мощности, в том числе и с помощью батарей конденсаторов. Опыт эксплуатации показал, что целесообразнее заменять, где это возможно, АД на СД, так как СД в режиме перевозбуждения может работать источником реактивной мощности и приводным двигателем одновременно. При этом повышается надежность систем электроснабжения, так как вместо АД с батареей конденсаторов будет работать только СД. Кроме того, батареи конденсаторов имеют недостатки, понижающие надежность системы электроснабжения, а именно: генерируемая или реактивная мощность существенно зависит от напряжения; батареи могут выходить из строя при наличии в сети высших гармоник, и они имеют недостаточную прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях.

А.4 Влияние качества электроэнергии на надежность систем электроснабжения

Качество электроэнергии влияет не только на технологический процесс производства, но и на потери электроэнергии, работу релейной защиты, автоматики и т.д. Поэтому качество электроэнергии является одним из основных требований, обеспечивающих нормальную работу системы электроснабжения.

В нормальном режиме работы системы электроснабжения показатели качества электроэнергии (ПКЭ) не должны выходить за пределы допустимых значений, установленных ГОСТ 13109–98. Этот ГОСТ указывает на необходимость установления на границе балансовой принадлежности системы электроснабжения требуемых значений ПКЭ, которые должны определяться по согласованию между договаривающимися сторонами. При подключении нового промышленного потребителя контроль ПКЭ проводят до и после его присоединения. Периодичность контроля ПКЭ осуществляется в зависимости от самого показателя и от потребителя. Длительность измерений ПКЭ должна быть не менее 1 сут. Контроль ПКЭ необходимо осуществлять также в характерных точках системы электроснабжения.

Наиболее значительное влияние на надежность работы приемников электроэнергии и технологических установок оказывают такие ПКЭ, как отклонения, несимметрия и несинусоидальность напряжения.

Основными факторами, вызывающими отклонения напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий, являются: изменение режимов работы приемников электроэнергии и режима работы источника питания; нерациональное подключение однофазных и ударных нагрузок к элементам системы электроснабжения.

Изменение напряжения на зажимах приемника электроэнергии даже в пределах, установленных ГОСТ, вызывает изменение его технико-экономических показателей. Кроме того, отклонения напряжения влияют на потери мощности и электроэнергии электрооборудования.

Существенное влияние оказывают отклонения напряжения на надежность работы асинхронных двигателей (АД), которые являются наиболее распространенным промышленным приемником электроэнергии. Приблизительно можно считать, что вращающий момент АД пропорционален квадрату напряжения на его зажимах, т.е. $M_{вр} \sim U^2$. Поэтому при снижении напряжения уменьшается вращающий момент и несколько снижается частота вращения АД. Снижение частоты вращения зависит также от закона изменения момента сопротивления M_c и от загрузки АД. При малых нагрузках АД частота вращения ротора будет больше номинальной (при номинальной нагрузке двигателя). В таких случаях понижение напряжения не приводит к уменьшению производительности механизмов, так как не

происходит снижения частоты вращения двигателей ниже номинальной. Для АД, работающих с полной нагрузкой, понижение напряжения приводит к уменьшению частоты вращения. Если производительность механизмов зависит от частоты вращения двигателя, то на зажимах таких двигателей рекомендуется поддерживать напряжение не ниже $U_{\text{ном}}$. При значительном снижении напряжения на зажимах электродвигателя, работающего с полной нагрузкой, M_c механизма может превысить M_{max} , что приведет к "опрокидыванию" двигателя, т.е. к его остановке. При правильном выборе мощности электродвигателя и элементов цеховой электрической сети явления "опрокидывания" двигателей, как правило, исключаются.

Практический интерес представляет зависимость потребляемой двигателем активной и реактивной мощности от напряжения на его зажимах. При отклонениях напряжения $+10\%$ активная мощность на валу двигателя меняется незначительно. В то же время потери активной и реактивной мощностей в двигателе колеблются в значительных пределах. Изменения потерь активной мощности в АД соизмеримы с потерями в цеховой электрической сети и оказывают при этом заметное влияние на электропотребление.

Непостоянство активной и реактивной мощностей и напряжения вызывает изменение тока двигателя. При полной загрузке двигателя и отклонении напряжения на $+10\%$ его ток незначительно отличается от $I_{\text{ном}}$. При отклонении же напряжения на -10% от номинального тока двигателя $I_{\text{ном}}$ увеличивается на 10% . Поэтому с точки зрения нагрева более опасными являются отрицательные отклонения напряжения, которые влияют и на надежность работы других приемников электроэнергии. Так, для дуговых печей сопротивления установлено, что в зависимости от параметра регулирования уменьшение напряжения, подводимого к печному трансформатору, снижает активную мощность печи. Поэтому одним из условий повышения надежности и улучшения энергетического режима работы дуговых печей является регулирование напряжения под нагрузкой.

Опыт эксплуатации показал [39], что при отжиге заготовок в печах сопротивления при незначительном снижении напряжения технологический процесс удлиняется, а при снижении напряжения на 10% процесс отжига производить невозможно. У машин точечной сварки при отклонениях напряжения $\pm 15\%$ получается 100% -ный брак продукции. На каждый процент понижения напряжения световой поток ламп накаливания уменьшается почти на 4% . Снижение светового потока ведет в конечном счете к снижению производительности труда.

Несимметрия напряжения неблагоприятно сказывается на работе и сроке службы, а следовательно, на надежности АД. Так, несимметрия напряжения в 1% вызывает значительную несимметрию токов в обмотках (до 9%). Токи обратной последовательности накладываются на токи прямой последовательности и вызывают дополнительный нагрев статора и

ротора, что приводит к ускоренному старению изоляции и уменьшению располагаемой мощности двигателя. Известно, что при несимметрии напряжения в 4 % срок службы АД, работающего с номинальной нагрузкой, сокращается примерно в 2 раза; при несимметрии напряжения в 5 % располагаемая мощность АД уменьшается на 5–10 %.

Магнитное поле токов обратной последовательности статора синхронных машин индуцирует в массивных металлических частях ротора значительные вихревые токи, вызывающие повышенный нагрев ротора и вибрацию вращающейся части машины. При значительной несимметрии вибрация может оказаться опасной для машины.

Несимметрия напряжения не оказывает заметного влияния на работу кабельных и воздушных линий, однако у трансформаторов наблюдается значительное сокращение срока службы.

Токи нулевой последовательности постоянно проходят через заземлители и отрицательно сказываются на их работе, вызывая высушивание грунта и увеличение сопротивления растеканию.

Несинусоидальные режимы, обусловленные протеканием токов высших гармоник по элементам системы электроснабжения промышленного предприятия, вызывают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии. Наибольшие потери имеют место в трансформаторах, двигателях и генераторах.

При наличии высших гармоник в кривой напряжения более интенсивно протекает процесс старения изоляции. Так, например, при несинусоидальности в 5 % через 2 года эксплуатации в 2 раза увеличивается $\text{tg}\varphi$ конденсаторов. Ускоренное старение изоляции наблюдается и в силовых кабелях.

За счет высших гармоник тока довольно часто однофазные КЗ переходят в двухфазные в месте первого пробоя вследствие прожигания кабеля. Следовательно, высшие гармоники в кривой напряжения питающей сети приводят к сокращению срока службы силовых кабелей, повышению аварийности в кабельных сетях, увеличению числа необходимых ремонтов. Опыт эксплуатации показал, что при несинусоидальности 5–10 % амортизационные отчисления и стоимость текущих ремонтов кабелей возрастают на 15–20 %.

Если силовые кабели используются в качестве каналов связи между полуккомплектами диспетчерского и контролируемого пунктов, то высшие гармоники тока и напряжения ухудшают работу телемеханических устройств, вызывая сбои в их работе. Кроме того, высшие гармоники вызывают ложную работу устройств релейной защиты, в которой используются фильтры токов обратной последовательности, до 10 % увеличивают погрешность индукционных счетчиков электроэнергии.

Эксплуатация систем электроснабжения отечественных и зарубежных промышленных предприятий показала, что батареи конденсаторов,

работающие при несинусоидальных режимах, часто выходят из строя в результате вспучивания или взрыва. Причиной разрушения конденсаторов является перегрузка их токами высших гармоник, обуславливающих возникновение в системе электроснабжения резонансного режима на частоте одной из гармоник.

А.5 Влияние различных факторов на работу асинхронных приводов

Асинхронные машины применяют главным образом в качестве электродвигателей. В зависимости от числа фаз статорной обмотки различают одно-, двух- и трехфазные асинхронные двигатели. Наибольшее распространение получили трехфазные электродвигатели: для привода колесных пар электровозов, станков, насосов, вентиляторов и т. д. Они потребляют около 50 % электрической энергии, вырабатываемой электрическими станциями. Двухфазные асинхронные двигатели мощностью от долей ватта до нескольких десятков ватт применяют в системах автоматического управления в качестве исполнительных двигателей. Однофазные двигатели используют в бытовых приборах.

Двигатели с короткозамкнутым ротором являются наиболее дешевыми, надежными и поэтому самыми распространенными из всех электрических двигателей; мировая электропромышленность выпускает их десятки миллионов в год.

При изменении напряжения изменяется механическая характеристика АД – зависимость его вращающего момента M от частоты вращения. С достаточной точностью можно считать, что вращающий момент двигателя пропорционален квадрату напряжения на его выводах. При снижении напряжения уменьшается вращающий момент и частота вращения ротора двигателя, так как увеличивается его скольжение. Снижение частоты вращения зависит также от закона изменения момента сопротивления M_c и от загрузки двигателя. Зависимость частоты вращения ротора двигателя от напряжения можно выразить по формуле

$$n_1 = n_0 \left(1 - k_3 \frac{U^2_{\text{НОМ}}}{U^2} s_{\text{НОМ}} \right).$$

где n_0 – синхронная частота вращения; k_3 – коэффициент загрузки двигателя; $s_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение скольжения.

Из формулы видно, что при малых нагрузках двигателя частота вращения ротора будет больше номинальной частоты вращения (при номинальной нагрузке двигателя). В таких случаях понижения напряжения не приводят к уменьшению производительности технологического оборудования, так как снижения частоты вращения двигателей ниже номинальной не происходит [53].

Для двигателей, работающих с полной нагрузкой, понижение напряжения приводит к уменьшению частоты вращения. Если производительность механизмов зависит от частоты вращения двигателя, то на выводах таких двигателей рекомендуется поддерживать напряжение не ниже номинального. При значительном снижении напряжения момент сопротивления механизма может превысить вращающий момент, что

приводит к “опрокидыванию” двигателя, т.е. к его остановке. Во избежание повреждений двигатель необходимо отключить от сети.

Снижение напряжения ухудшает условия пуска двигателя, так как при этом уменьшается его пусковой момент.

Практический интерес представляет зависимость потребляемой двигателем активной и реактивной мощности от напряжения на его выводах. В случае снижения напряжения на зажимах двигателя реактивная мощность намагничивания уменьшается (на 2 – 3 % при снижении напряжения на 1 %), при той же потребляемой мощности увеличивается ток двигателя, что вызывает перегрев изоляции.

Снижение напряжения приводит также к заметному росту реактивной мощности, теряемой в реактивных сопротивлениях рассеяния линий, трансформаторов и АД.

Повышение напряжения на выводах двигателя приводит к увеличению потребляемой им реактивной мощности. При этом удельное потребление реактивной мощности растет с уменьшением коэффициента загрузки двигателя. В среднем на каждый процент повышения напряжения потребляемая реактивная мощность увеличивается на 3 % и более (в основном за счет увеличения тока холостого хода двигателя), что в свою очередь приводит к увеличению потерь активной мощности в элементах электрической сети.

Если двигатель длительно работает при пониженном напряжении, то из-за ускоренного износа изоляции срок службы двигателя уменьшается [3]. Приблизительно срок службы изоляции T можно определить по формуле

$$T = \frac{T_{\text{ном}}}{R}.$$

где $T_{\text{ном}}$ – срок службы изоляции двигателя при номинальном напряжении и номинальной нагрузке; R – коэффициент, зависящий от значения и знака отклонения напряжения, а также от коэффициента загрузки двигателя и равный:

$$R = (\beta_1 \delta U^2 - \beta_2 \delta U + 1).$$

Поэтому с точки зрения нагрева двигателя более опасны в рассматриваемых пределах отрицательные отклонения напряжения.

При несимметрии напряжений фазные токи двигателя будут неодинаковы и сдвиг между ними по фазе не будет равен 120° . В результате по одной из фаз будет протекать больший ток, вызывающий увеличенный нагрев обмоток данной фазы. Это заставляет ограничивать нагрузку двигателя по сравнению с работой его при симметричном напряжении. Кроме того, при несимметрии напряжений возникает не круговое, а эллиптическое вращающееся магнитное поле и несколько изменяется форма механической характеристики двигателя. При этом уменьшаются его наибольший и пусковой моменты.

При обрыве одной из фаз двигатель продолжает работать, но по неповрежденным фазам будут протекать повышенные токи, вызывающие увеличенный нагрев обмоток; такой режим не должен допускаться. Пуск двигателя с оборванной фазой невозможен, так как при этом не создается вращающееся магнитное поле, вследствие чего ротор двигателя не будет вращаться.

Для анализа различных показателей работы электрооборудования с ним были проведены приборные исследования. Ниже представлены некоторые результаты [50].

Оборудование и приборы: ваттметры, мультиметры, трехфазный инвертор на базе микроконтроллера MB90F562 (Fujitsu) и силового интеллектуального модуля PS11033 (Mitsubishi) (рисунок А.6), синхронный генератор, ЛАТР, источники постоянного регулируемого напряжения, испытательная установка – “черный ящик”.



Рисунок А.6 – Трехфазный инвертор MB90F562 (Fujitsu) и токоизмерительные клещи SEM DT-3353

Клещи токоизмерительные с функциями мультиметра и измерителя мощности SEM DT-3353. Они предназначены для измерения параметров фазных и сбалансированных трехфазных и однофазных электросетей. Прибор позволяет измерять напряжение, силу тока, активную, полную и реактивную мощности, $\cos\phi$, фазовый угол.

В процессе исследований изучалось влияние частоты, напряжения и температуры на электропотребление и рабочие характеристики АД.

В качестве выходных значений регистрировались следующие: напряжение, ток, частота сети, активная и полная мощность, КПД трехфазного инвертора; напряжение, частота, момент на валу, линейные токи, $\cos\phi$, частота вращения, подводимая активная и полезная мощности на валу, КПД АД.

В качестве объекта исследования были использованы АД номинальной мощностью 60, 1100, 1700 Вт.

Сравнение характеристик АД при изменении напряжения и частоты с помощью трехфазного инвертора и синхронного генератора (СГ).

С помощью однофакторного дисперсионного анализа в программном продукте Microsoft Excel, StatGraphics и Statistica изучалось влияние трехфазного инвертора на электропотребление и рабочие характеристики АД. С интервалом 10 В изменяли напряжение на выходе трехфазного инвертора, а затем синхронного генератора, регистрируя выходные данные при фиксированных нагрузках на валу.

Для инвертора и синхронного генератора различие между средними линейными токами обмотки статора и частотой вращения ротора статистически значимо (на уровне соответственно $p = 0,00667$ и $0,216$, то есть меньше, чем критическое значение $0,05$), что обусловлено влиянием формы кривой напряжения. То есть от СГ при тех же нагрузках протекал меньший ток в статорной обмотке по сравнению с инвертором.

КПД АД значимо выше для пониженных напряжений, создаваемых СГ по сравнению с трехфазным инвертором.

На основании изменения входных и регистрации выходных параметров выдвигаем различные гипотезы о виде регрессионной зависимости между переменными с целью подбора уравнения регрессии. Приведем некоторые результаты одиночной и множественной регрессии, установленных в ходе проведенных исследований:

- КПД АД и КПД трехфазного инвертора существенно не изменяется с ростом напряжения при фиксированных нагрузках на валу;

- изменение частоты в диапазоне от 45 до 52 Гц при фиксированных нагрузках на валу значимо влияет на КПД асинхронного двигателя ($\eta = -0,002 f^3 + 0,330 f^2 - 16,11 f + 262,4$; $R^2 = 1$) создавая локальный минимум на частоте 47 Гц, и максимум при 51 Гц;

- также наблюдается влияние частоты на выходе инвертора на его КПД:
 $\eta = -0,005 f^3 + 0,778 f^2 - 38,77 f + 643,6$; $R^2 = 1$;

- исключение слагаемых (пошаговый регрессионный анализ в программе Statgraphics) незначимо ухудшило предсказательные возможности уравнения регрессии (коэффициент детерминации уменьшился). При этом значение приведенного коэффициента детерминации увеличилось.

Дальнейшие попытки добавления в уравнение еще не включенных слагаемых незначимо улучшают модель; а попытки удаления уже включенных в модель слагаемых значимо ее ухудшают, поэтому процедура пошагового регрессионного анализа была прекращена. В результате анализа итоговое множественное уравнение регрессии для КПД АД при изменении напряжения и частоты для неизменной нагрузки получило следующий вид

$$\eta = 0,2155 + 0,00935 f + 7 \cdot 10^{-9} U^3;$$

Приведем некоторые из полученных коэффициентов:

R-squared = 81,9 percent – коэффициент детерминации, %;

R-squared (adjusted for d.f.) = 74,7 percent – приведенный к числу степеней свободы коэффициент детерминации, %;

Standard Error of Est. = 0,01337 – стандартная ошибка оценивания;

Mean absolute error = 0,0094 – средняя абсолютная ошибка;

Durbin-Watson statistic = 2,537 (P=0,0735) – коэффициент Дурбина-Ватсона и соответствующий ему максимальный уровень значимости.

Оценить влияние напряжения и частоты для КПД ЧПР с помощью процедуры пошагового регрессионного анализа не удалось ($\eta = 0,64125$; $R^2 = 0$). При этом КПД инвертора в зависимости от полезной мощности на валу имеет нелинейную зависимость, характеризующуюся почти линейной зависимостью до 50% нагрузки инвертора, а затем возрастание имеет более слабо выраженный характер.

Анализ результатов для изменения напряжения и частоты с помощью синхронного генератора:

– уменьшение напряжения практически линейно ($R^2 > 0,85$) уменьшало частоту вращения ротора, снижение тока статорной обмотки лучше всего описывалось экспоненциальной зависимостью (например, для АД 1,1 кВт: $I = 1,322e0,005U$ с $R^2 = 0,895$);

– изменение частоты значимо влияло на ток статорной обмотки и потребляемую из сети мощность в сторону уменьшения при снижении частоты. Это можно связать с потерями в стали, которые не зависят от его нагрузки АД и пропорциональны частоте в степени, близкой к 1,5 и могут быть определены по формуле

$$\Delta P_m = k_{уд} \left(\frac{B_{m \text{ дейст}}}{B_{m \text{ табл}}} \right)^2 \left(\frac{f_{\text{дейст}}}{f_{\text{табл}}} \right)^{1,5} m,$$

где $k_{уд}$ – удельные потери для данной марки стали при заданных табличных значениях индукции и частоты, величина $k_{уд}$ указывается в справочниках; $B_{m \text{ табл}}$ – действительное амплитудное значение индукции в трансформаторе; m – масса стали сердечника.

При изменении нагрузки двигателя происходит изменение как тока I_1 и мощности P_1 , так и частоты вращения ротора n_2 , скольжения s , КПД η и $\cos\phi_1$. Зависимости n_2 , s , M_1 , I_1 , $\cos\phi_1$, η и P_1 от P_2 при $U_1 = \text{const}$ и $f_1 = \text{const}$ называются рабочими характеристиками асинхронного двигателя. Их примерный вид (имелись отличия для различных мощностей) для значимо изменяющихся рабочих характеристик по сравнению с естественными (сплошные линии) для АД представлен на рисунке А.7: *a* (пунктиром) – тенденция к их изменению при уменьшении напряжения с помощью инвертора; *б* (точками) – с помощью СГ относительно малой мощности; *в* – указаны при уменьшении частоты инвертором.

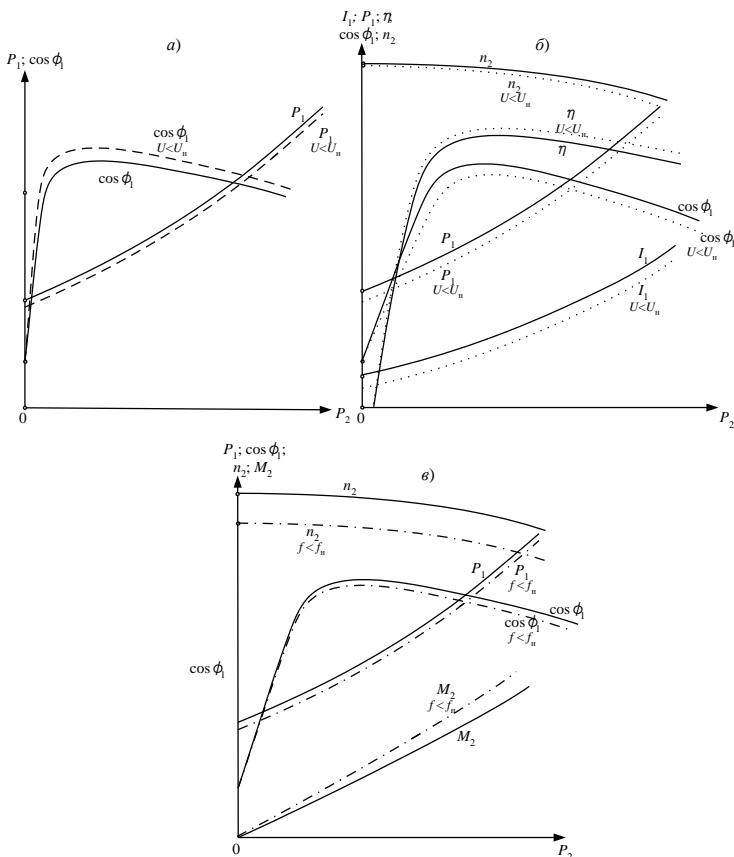


Рисунок А.7 – Примерный вид значимо изменяющихся рабочих характеристик АД:
 а – при изменении напряжения с помощью трехфазного инвертора;
 б – при изменении напряжения с помощью СГ;
 в – при изменении частоты с помощью инвертора

Анализ результатов для изменения напряжения и частоты с помощью трехфазного инвертора:

- выполненный множественный корреляционный и регрессионный анализ в программном продукте Statistica для зависимости тока холостого хода от линейного напряжения и частоты.

Информационная часть окна указывает на следующие параметры анализа:

- коэффициент множественной корреляции $R = 0,99726$;
- коэффициент детерминации, показывающий долю общего разброса (относительно выборочного среднего зависимой переменной), которая объясняется построенной регрессией $R^2 = 0,9945$;

- скорректированный коэффициент детерминации составил 0,9927;
- наблюдается большое значение F-критерия = 544 и даваемый в окне уровень значимости $p = 0,0000$, показывающие, что построенная регрессия высоко значима.

Регрессионная модель приняла вид $I_o = 8,74 + 0,0306 \cdot U - 0,2278 f$;

- аналогичным образом получим зависимость мощности холостого хода от линейного напряжения и частоты.

Регрессионная модель описывалась уравнением

$$P_o = 505 + 2,5 \cdot U - 16,25 f.$$

Коэффициент детерминации $R^2 = 0,9686$; значение F-критерий = 46,27 и уровень значимости $p = 0,0056$;

- зависимость $\cos\varphi_o$ от линейного напряжения и частоты имеет вид

$$\cos\varphi_o = 0,2207 + 0,00024 \cdot U - 0,00275 f.$$

Коэффициент детерминации $R^2 = 0,9686$; значение F-критерий = 61,71 и уровень значимости $p = 0,000985$.

Анализ полученных результатов позволяет сформулировать следующие выводы:

- асинхронный электродвигатель, питаемый ШИМ напряжением, имеет более низкую эффективность, чем при питании синусоидальным напряжением, в связи с увеличением потерь, вызванных гармониками;

- при работе АД от частотных преобразователей должна оцениваться эффективность системы в целом, а не только электродвигателя;

- каждый случай должен быть должным образом проанализирован с учетом характеристик, как двигателя, так и преобразователя, учитывая следующие параметры: рабочая частота, частота переключения, диапазон скоростей, нагрузка и мощность двигателя, суммарный коэффициент гармонических искажений и т.д.;

- тип измерительных приборов чрезвычайно важен для правильной оценки электрических величин на системах с ШИМ напряжением. Правильные среднеквадратичные значения должны быть использованы для того, чтобы обеспечить верные измерения мощности;

- увеличение частоты коммутации увеличивает КПД двигателя и снижает КПД инвертора (из-за увеличения потерь на переключениях силовых ключей).

А.6 Расчет комплектов запасных частей

Недостаточно обоснованный состав комплектов ЗЧ приводит, с одной стороны, к созданию неиспользуемых запасов на складах служб материально-технического обеспечения (МТО) отдельных объектов, а с другой, – к значительному дефициту некоторых агрегатов, узлов и деталей.

Оптимизация состава ЗЧ и системы их обеспечения повышает эффективность использования объектов во время эксплуатации; уменьшает

дефицит необходимых ЗЧ; сокращает неиспользуемые запасы на складах; уменьшает расходы на приобретение, доставку и хранение ЗЧ; устанавливает номенклатуру и количество запасных агрегатов, узлов и деталей.

Основная задача расчета комплектов ЗЧ состоит в обосновании номенклатуры запасных частей и их количества. Для ее решения требуются специальные методы. Состав заменяемых частей зависит от многих факторов: ресурса заменяемых частей и степени его использования; годовой наработки и межремонтного ресурса деталей; степени старения и износа деталей; внешних воздействий; условий эксплуатации. Кроме того, при определении количества запасных частей нужно учитывать сроки выполнения заказов, особенно дорогостоящих и технологически сложных по выполнению, а также возможность доставки их на базы. В общем случае обоснование состава комплектов ЗЧ заключается в предварительном определении их номенклатуры, а затем количества элементов каждого наименования.

Для установления номенклатуры запасных частей анализируются конструкция объекта, технологические возможности по замене элементов в зависимости от сил и средств технического обслуживания и ремонта. При определении номенклатуры одиночного комплекта выявляются возможности персонала, эксплуатирующего объект (квалификация, наличие времени с учетом конструкции образца оборудования). При определении номенклатуры ЗЧ группового комплекта учитываются технологические возможности ремонтного подразделения (предприятия, базы), а также наименования элементов, подлежащих планово-предупредительным заменам.

Метод, основанный на потоке заявок. В основу расчетов количества запасных частей каждого уже установленного наименования в комплектах ЗЧ при их разработке может быть положено использование параметра потока заявок на ЗЧ (обозначим его через χ). Показатель χ – количество запросов на ЗЧ одного наименования в единицу времени (часы, сутки, год) при расчете соответствующего комплекта ЗЧ.

Пользуясь показателем χ , можно определить среднее количество z запасных частей (одного наименования), расходуемых за установленное время t : $z = \chi t$. Обоснование комплекта с помощью z слишком приближенное. Это объясняется тем, что z – математическое ожидание количества израсходованных ЗЧ, а вероятность того, что будет использовано не более z запасных частей, равна 50 %. Даются более высокие значения вероятности: 90; 95; 99 %. Потребное количество ЗЧ:

$$P(k) = \frac{\bar{z}^k}{k!} e^{-\bar{z}},$$

где $P(k)$ – вероятность того, что будет израсходовано k одноименных ЗЧ.

Тогда вероятность того, что будет израсходовано не более z одноименных ЗЧ,

$$P(z) = \sum_{k=0}^z P(k), \quad P(z) = e^{-\bar{z}} \sum_{k=0}^z \frac{\bar{z}^k}{k!}.$$

По заданному значению $P(z)$ и предварительно вычисленному \bar{z} можно установить z . Обычно для этой цели берут таблицы или номограммы (см., например, таблицу А.18).

Заметим, что для достаточно больших z ($z > 20$) значения z при $P(z) = 95\%$ можно вычислять по приближенным формулам

$$z = 5 + 1,12 \bar{z} \text{ при } 20 < \bar{z} \leq 60...70; \quad z = 10 + 1,06 \bar{z} \text{ при } \bar{z} > 60...70.$$

Одиночный комплект ЗЧ. На стадии разработки одиночных комплектов ЗЧ для определения χ ограничиваются учетом лишь интенсивности отказа λ соответствующего элемента и количества n всех элементов в объекте. Тогда $\chi_0 = \lambda n$.

Таблица А.18 – **Отношение требуемого количества запасных частей к его математическому ожиданию**

\bar{z}	Z/\bar{z} при $P(z)$, %		
	90	95	99
1	1,80	2,30	3,40
2	1,65	2,00	2,65
3	1,57	1,83	2,40
4	1,50	1,75	2,25
5	1,47	1,67	2,05
6	1,40	1,63	2,00
7	1,37	1,60	1,85

Групповой комплект ЗЧ. В случае расчета *группового комплекта ЗЧ* учитывается количество объектов N_r – для которых предназначен комплект. В связи с этим при расчете групповых комплектов $\chi_r = \lambda n N_r$.

Результаты расчетов значений z для каждого наименования выбранной номенклатуры элементов позволяют в совокупности сформировать одиночный или групповой комплект ЗЧ. При формировании группового комплекта ЗЧ следует также учесть ЗЧ, необходимые для замены отказавших элементов, а для плано-предупредительных замен – при проведении ТО. Так, если элемент подлежит плано-предупредительной замене при j -м обслуживании, то для таких обслуживаний в интервале t времени эксплуатации N_r объектов потребуется в групповом комплекте $z_j = N_r t / T_{ТО}$ частей.

Если плано-предупредительные замены элемента проводятся при ТО нескольких видов, то $z_{ТО} = \sum_{j=1}^l z_j$.

Таким образом, при формировании групповых комплектов ЗЧ учитыва-

ются элементы, предназначенные как для восстановления работоспособности машин, так и для предупреждения отказов, то есть для проведения ТО соответствующих видов. На практике большое распространение находят приближенные методики расчета ЗЧ с последующей корректировкой состава комплектов по результатам эксплуатации объектов.

Для *пополнения групповых комплектов* приближенно требуется среднее количество одноименных ЗЧ

$$\bar{z}_{п.г.} = v_r N_r t_r,$$

где v_r – прогнозируемый среднегодовой расход одноименных ЗЧ из расчета на один объект (из групповых комплектов);

t_r – количество лет, в течение которых за счет ремонтного комплекта пополняются групповые комплекты.

По значению $\bar{z}_{п.г.}$ можно определить $\bar{z}_{п.г.}$ используя одно из соотношений для z .

Состав комплектов ЗЧ в процессе эксплуатации подвергается корректировке на основе данных об отказах элементов, деталей, сведений о фактическом расходе ЗЧ. Эти данные отличаются от тех усредненных показателей надежности, которыми пользуются на стадии разработки комплектов ЗЧ.

Для *корректировки одиночных и групповых комплектов* ЗЧ используют среднегодовой расход одноименных элементов ЗЧ при эксплуатации одного объекта:

$$v_{ср} = v_{г.ср} / n_{г.ср},$$

где $v_{г.ср}$ – среднегодовой расход одноименных элементов ЗЧ на эксплуатацию объекта в принятой для анализа группе организаций, предприятий в течение установленного интервала эксплуатации;

$n_{г.ср}$ – среднегодовое количество объектов, находящихся в эксплуатации, в принятой для анализа группе организаций, предприятий в течение установленного интервала эксплуатации.

Значение $v_{г.ср}$ и $n_{г.ср}$ определяют по формулам

$$v_{г.ср} = \frac{1}{r} \sum_{\gamma=1}^r v_{\gamma}; \quad n_{г.ср} = \frac{1}{r} \sum_{\gamma=1}^r n_{\gamma},$$

где v_{γ} – суммарное количество одноименных элементов ЗЧ, израсходованных в γ -м году установленного для анализа интервала эксплуатации в принятой для анализа группе организаций, предприятий;

n_γ – количество объектов, находившихся в эксплуатации в γ -м году, установленного для анализа интервала эксплуатации в соответствующей группе организаций, предприятий.

Исходные данные в виде значений показателя v_{cp} необходимо получить для всей номенклатуры ЗЧ, входящих в состав анализируемых одиночных и групповых комплектов ЗЧ. Значения v_{cp} , полученные в результате анализа исходных данных и отражающие фактический расход ЗЧ, а также запросы на элементы комплектов новых наименований используют для расчета среднего потребного количества запасных частей одного наименования \bar{z} . Так, для одиночных комплектов ЗЧ (каждого наименования элементов)

$$\bar{z}_0 = v_{cp,0} t_0,$$

где t_0 – средний интервал времени между моментами пополнения одиночных комплектов ЗЧ (в годах).

Для групповых комплектов ЗЧ

$$\bar{z}_{гр} = v_{cp} N_{гр} t_{гр},$$

где $t_{гр}$ – периодичность пополнения групповых комплектов ЗЧ (в годах).

Показатели $\bar{z}_0, \bar{z}_{гр}$ характеризуют в среднем потребное количество элементов соответствующего наименования.

Помимо статистических данных о фактическом расходе ЗЧ при корректировке одиночных и групповых комплектов применяют следующую документацию: технические описания (руководства), инструкции по эксплуатации (руководства по ремонту), ведомости комплектов ЗЧ, каталоги деталей и сборочных единиц (чертежи основного производства), перечни сборных единиц и деталей, подлежащих обязательному восстановлению при ремонте. Эта документация помогает анализировать комплекты ЗЧ по введенной в их состав номенклатуре элементов. При этом учитывается назначение комплектов ЗЧ, их принадлежность (использование эксплуатационным персоналом, ремонтным подразделением).

Ремонтный комплект ЗЧ формируется путем обоснования состава необходимых для плановых ремонтов объектов (среднего, капитального ремонтов) и пополнения групповых комплектов ЗЧ. Методика приближенного расчета ремонтных комплектов ЗЧ основана на использовании такого показателя, как норма расхода ЗЧ. Под *нормой расхода запасных частей* понимается максимально допустимые затраты их на один объект (или несколько объектов), обеспечивающая восстановление работоспособности объектов в заданных условиях.

Для определения состава ремонтных комплектов чаще всего используют нормы расхода ЗЧ на плановый ремонт определенного количества объектов. Нормы расхода ЗЧ на средний или капитальный ремонт объектов разрабатывают с учетом объема работ, выполняемых при ремонте, и

включают в состав ремонтной документации. Пользуясь такой нормой, можно приближенно определить требуемое для *среднего или капитального ремонта* количество одноименных запасных частей:

$$\bar{z}_p = \frac{R}{k} N_p l,$$

где R – норма расхода одноименных ЗЧ на средний или капитальный ремонт k объектов;

N_p – количество объектов, обеспечиваемых одним ремонтным комплектом ЗЧ;

l – возможное число средних или капитальных ремонтов объектов за установленное время эксплуатации.

Метод, основанный на показателях надежности. Рассмотрим подходы к расчету одиночного и ремонтного комплектов ЗЧ с использованием показателей надежности. Исходными данными для определения номенклатуры ЗЧ объектов являются:

- назначенный ресурс T_p объекта;
- средний ресурс объекта до капитального ремонта $T_{p,k}$;
- средняя наработка детали до отказа T_0 ;
- наработка электроустановки на отказ T_0 .

Одиночный комплект ЗЧ. Среднее количество ЗЧ для него

$$\bar{z} = n \left(\frac{T_{p,k}}{T_0} - 1 \right) \eta_b,$$

где n – количество деталей одного типа в объекте;

T_0 – средняя наработка до отказа элементами одного типа (для невосстанавливаемых) или на отказ (для восстанавливаемых);

$\eta_b = 1/(m_b + 1)$ – коэффициент повторного восстановления элемента;

m_b – число восстановлений элемента одного типа.

Для невосстанавливаемых элементов $\eta_b = 1$, тогда формула примет вид

$$\bar{z} = n \left(T_{p,k} / T_0 - 1 \right).$$

Ремонтный комплект ЗЧ рассчитывают для выполнения одного капитального ремонта. В ремонтный комплект необходимо включать элементы, сборочные единицы и комплектующие изделия, ресурс которых меньше ресурса до списания объекта, то есть $T < T_p$. В этот комплект входят элементы и сборочные единицы одиночного комплекта ЗЧ.

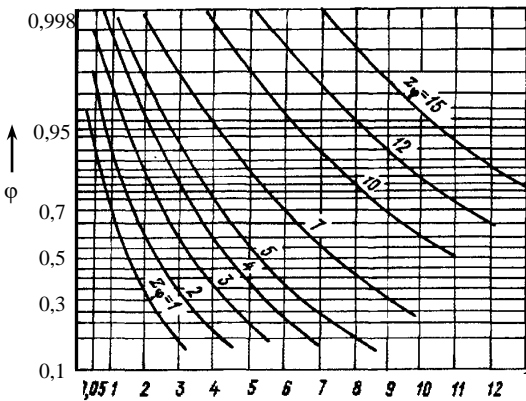
При эксплуатации ЭУ могут потребоваться элементы в количестве, превышающем среднее. Это обстоятельство учитывают вероятностным методом с помощью уровня достаточности ϕ – вероятности того, что не будет простоев объекта из-за нехватки элементов в одном комплекте ЗЧ. Расчетное число запасных частей \bar{z}_ϕ , отвечающих этой вероятности, находят по номограмме [32] с учетом выражения

$$\varphi = p(m \leq z_\varphi),$$

где m – число отказов элементов одного типа в рассматриваемом интервале.

Для определения количества ЗЧ в каждом конкретном случае уровень достаточности φ задают, учитывая условия эксплуатации объекта. В зависимости от последствий отказа каждого элемента объектов принимают следующий уровень достаточности:

- при отказе с тяжелыми последствиями (связанными с угрозами человеческой жизни) – $\varphi = 0,95 \dots 0,99$;
- при отказе, вызывающем большие убытки от простоя ЭУ, – $\varphi = 0,92 \dots 0,95$;
- при невыполнении заданных функций – $\varphi = 0,9 \dots 0,92$.



Если у элемента ЭУ преобладают внезапные отказы, наработка до отказа чаще всего подчиняется экспоненциальному закону, а поток отказов – закону Пуассона. В этом случае расчетное количество запасных частей \bar{z}_φ с учетом уровня достаточности φ определяют по номограмме, представленной на рисунке А.8.

Если для элементов ЭУ характерным является постепенный вид отказа, наработка на отказ, как правило, подчиняется нормальному и гамма-распределениям.

Рисунок А.8 – Номограмма для определения количества ЗЧ при распределении отказов по экспоненциальному закону.

Опыт эксплуатации ЭУ

[32] показывает, что часть элементов и сборочных единиц, от которых зависит безопасность обслуживающего персонала, противопожарная безопасность и т.п., при расчете комплектов ЗЧ не учитываются.

В одиночный комплект ЗЧ необходимо включать элементы системы защиты в количестве: $z = 1$ при $n = 1$; $z > 0,5 n$ при $n > 1$. Количество резиновых изделий назначают равным n ; их пополняют по истечении срока сохранности. Для устройств, не защищенных от случайных повреждений, рекомендуется планировать: $z = 1$ при $n = 1 \dots 4$; $\bar{z} = 0,25 n$ при $n > 4$. В ремонтный комплект ЗЧ дополнительно к расчетному следует включать комплектующие элементы, не обеспечивающие ресурс изделий до списания. При заказе этих элементов необходимо учитывать опыт

эксплуатации и фактически выработанный ресурс объекта, а также количество элементов, рассчитанных на прочность и износ в течение работы до капитального ремонта.

Расчетное количество запасных частей \bar{z}_φ для таких элементов находят по номограмме, приведенной на рисунке А.9.

Пример. Рассчитать количество пусковых реостатов асинхронного двигателя с фазным ротором для одиночного и ремонтного комплектов ЗЧ. Ресурс до капитального ремонта $T_{р.к} = 10000$ ч, а до списания $T_p = 20000$ ч. Нарботка на отказ $T_0 = 1500$ ч. Используются три реостата, $n = 2$. Реостат относится к восстанавливаемому изделию, число восстановлений $m_v = 1$. Преобладающий вид отказа – износ, уровень достаточности $\varphi = 0,92$.

Решение. Отношение $T_{р.к}/T_p = 10000 / 20000 = 0,5$.

По формуле $\bar{z} = n \left(\frac{T_{р.к}}{T_0} - 1 \right) \eta_v$ среднее количество реостатов для одиночного комплекта ЗЧ $z = 6$. По номограмме, приведенной на рисунке 4.6, расчетное количество запасных частей $\bar{z}_\varphi = 6$. Так как ресурс $T_0 < T_{р.к}$, для ремонтного комплекта ЗЧ $z = 6$.

Для дальнейшего уточнения полученных значений количества ЗЧ целесообразно использовать статистические данные о замене элементов, сборочных единиц и комплектующих изделий в реальных условиях эксплуатации.

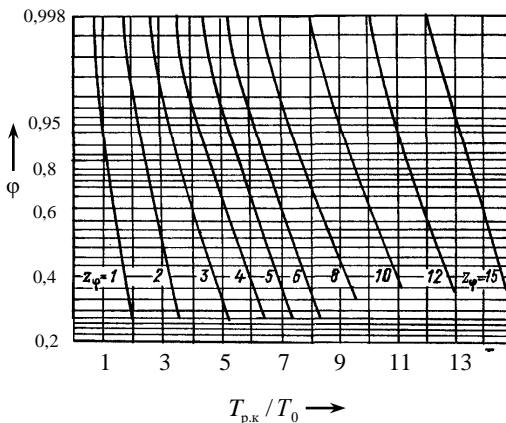


Рисунок А.9 – Номограмма для определения количества ЗЧ при распределении отказов по нормальному закону

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Практические рекомендации по повышению надежности систем электроснабжения

Не следует беспредельно добиваться повышения надежности систем электроснабжения. Так, например, усложнение системы за счет введения многократного резервирования приводит лишь к относительно небольшому снижению времени аварийного простоя, причем незначительный рост надежности обычно связан с весьма существенными затратами. Следовательно, не всегда более дорогостоящая система электроснабжения обладает более высокой надежностью.

Перечислим основные пути повышения надежности систем электроснабжения [20, 34].

1 Рациональное резервирование:

- в цеховых сетях по высокому (ВН) или низкому (НН) напряжению в трансформаторных подстанциях (ТП);
- за счет раздельной или параллельной работы линий, трансформаторов в зависимости от условий и требований;
- за счет выбора числа независимых источников питания с учетом категории потребителей.

На рисунке А.6 приведен фрагмент схемы электроснабжения с резервированием по ВН и НН (наличие резервной перемычки, раздельное питание секций шин). На рисунке А.7 даны схемы радиального питания с резервированием, а на рисунке А.8 – двойная магистральная схема с односторонним питанием при отсутствии сборных шин на цеховых ТП. В случае аварии на одной из магистралей цеховые ТП переключаются на магистраль, оставшуюся в работе. При необходимости это может быть сделано с помощью АВР на секционном автоматическом выключателе (резервирование по НН).

2 Использование перегрузочной способности элементов системы электроснабжения, что обеспечивает надежное питание потребителей при эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий. Режимы перегрузки особенно важны при повреждениях или отключениях линий, трансформаторов, секций шин, отдельных аппаратов.

Исследования, проведенные различными организациями по допустимой перегрузке электрооборудования, показали следующее [34]:

- а) кратковременная (до 2–2,5 ч) перегрузочная способность выключателей ВН может быть принята равной 125 % номинальной;
- б) для выключателей нагрузки (ВНП) допустимы такие же перегрузки, как для силовых масляных и сухих трансформаторов;
- в) для проходных изоляторов, работающих в диапазоне температур от –50 до +60 °С, допустимая перегрузка составляет $(0,85–1,73)I_{ном}$;

г) перегрузка воздушных линий возможна практически всегда при сохранении нормального габарита до земли и составляет 30–35 %;

д) допустимая перегрузка кабельных линий напряжением до 10 кВ зависит от значения и длительности максимума нагрузки линии в нормальном режиме и от способа их прокладки.

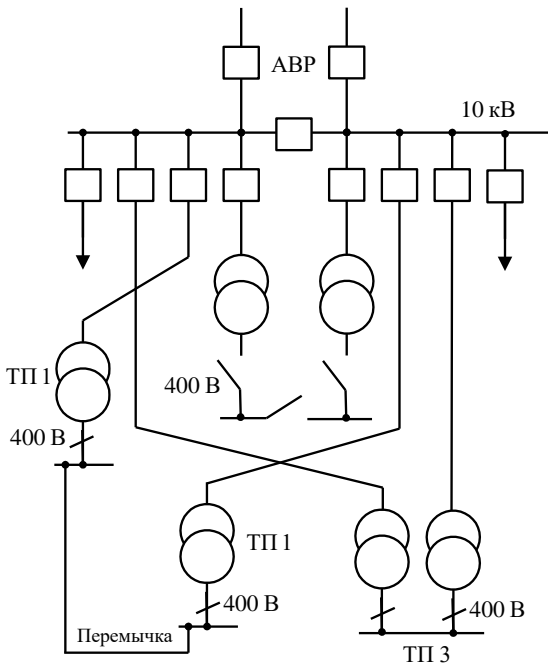


Рисунок А.6 – Фрагмент схемы электроснабжения с резервированием по ВН и НН

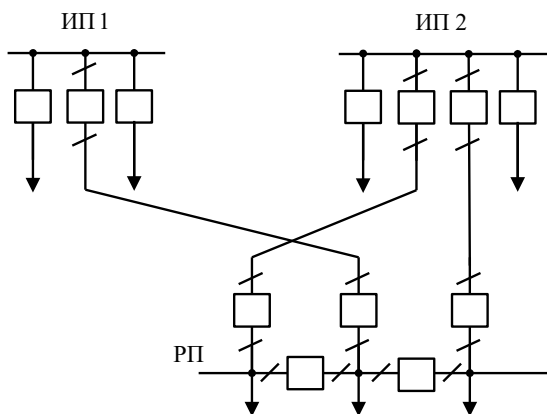


Рисунок А.7 – Схема радиального питания одного РП от двух источников

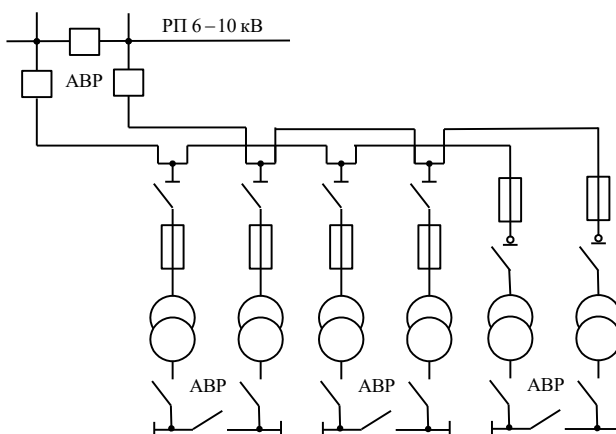


Рисунок А.8 – Двойная магистральная схема с односторонним питанием при отсутствии сборных шин на цеховых ТП

3 Совершенствование технического обслуживания: оптимизация периодичности и глубины капитальных ремонтов, снижение продолжительности аварийных ремонтов.

4 Повышение качества ремонта оборудования, что увеличивает межремонтные сроки, снижает затраты труда и материальных средств. Такой ремонт должен производиться квалифицированным персоналом, хорошо знающим конструкцию оборудования, современную технологию ремонта, а также обладающим высокой профессиональной подготовкой и практическими навыками.

5 Применение, правильный выбор и компоновка современного оборудования. Выбранное оборудование должно быть устойчиво к действиям токов КЗ. Что касается компоновки, то при особенно высоких требованиях к надежности электроснабжения, секции РУ располагают в разных помещениях.

6 Внедрение автоматизации и телемеханизации, что позволяет повысить безопасность обслуживания, эффективность управления объектами электроснабжения и избежать ошибочных действий персонала.

При наличии СД целесообразно в качестве пускового органа устройств АВР применять реле минимального напряжения совместно с реле минимальной частоты или устройство быстродействующего АВР.

7 Повышение надежности релейной защиты и автоматики за счет применения микропроцессорной элементной базы, правильной эксплуатации и технического обслуживания.

Опыт эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий показал, что возможности повышения надежности функционирования находящихся в эксплуатации аналоговых устройств РЗ исчерпаны. Применение микропроцессорных устройств и систем РЗ открывает широкие возможности качественного повышения надежности их функционирования. Опыт же эксплуатации микропроцессорных устройств РЗ за рубежом свидетельствует, что эти устройства имеют равные или лучшие показатели надежности и значительно меньшие трудозатраты на техобслуживание по сравнению с традиционными системами.

На рисунке А.9 показана простая схема защиты параллельных линий одностороннего питания на традиционной элементной базе, которую целесообразно использовать вместо сложной и дорогой дифференциальной защиты. Схема позволяет отключать любую из двух параллельных линий в зависимости от места КЗ.

При применении микропроцессорных устройств РЗ в системах электроснабжения наравне с релейно-контактными устройствами особое внимание необходимо обращать на готовность этой системы по обеспечению электромагнитной совместимости.

При эксплуатации газовой защиты трансформаторов возможна ее ложная работа, которая может иметь место при попадании воздуха в бак трансформатора (например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения). Во избежание ложного срабатывания земляной защиты (максимальной токовой защиты нулевой последовательности) необходимо воронку, броню и оболочку кабеля на участке от воронки до ТТ нулевой последовательности (ТНП) изолировать от земли, а заземляющий провод присоединить к воронке кабеля и пропустить через отверстие магнитопровода ТНП в направлении кабеля.

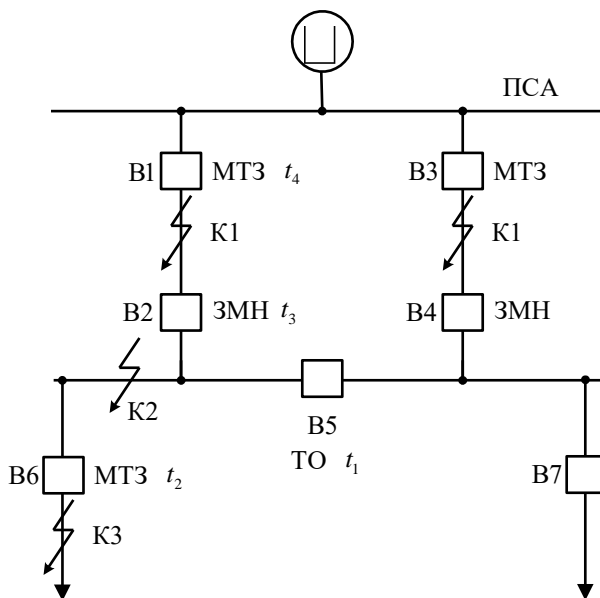


Рисунок А.9 – Защита параллельных линий одностороннего питания в системах промышленного электроснабжения:

МТЗ – максимальная токовая защита; ЗМН – защита минимального напряжения;
 ТО – токовая отсечка без выдержки времени; $t_1 = 0$; $t_2 = 0,5$ с; $t_3 = 1,0$ с; $t_4 = 1,5$ с;
 в исходном положении В5 включен

При применении интегральной и цифровой защит необходимо строго выполнять указания по ее эксплуатации. Так, например, если не применять специальных мер (экранирование и пр.), то возникающие по разным причинам помехи могут вызвать ложное срабатывание защиты.

8 Выбор наиболее целесообразного времени вывода оборудования в ремонт, а именно совмещение ППР электрооборудования с ППР технологического оборудования, заблаговременный перевод электроснабжения на временное питание от резервных источников и др. Например, плановый ремонт одного из двух трансформаторов двухтрансформаторной ТП целесообразнее проводить в период работы со сниженной нагрузкой потребителя.

9 Уменьшение числа трансформаций, где это возможно, и в первую очередь трансформаций 10/6 кВ, что повышает также экономичность системы электроснабжения за счет уменьшения потерь электроэнергии.

10 Применение самозапуска ответственных двигателей (АД и СД). Самозапуск необходим для обеспечения устойчивости технологических процессов непрерывных производств при КЗ, отключениях выключателя в цепи питания узла нагрузки и т.д. Самозапуск возникает после

кратковременного перерыва и автоматического восстановления электроснабжения. Двигатели, участвующие в самозапуске, при кратковременных перерывах электроснабжения от сети не отключаются.

11 Обеспечение пожарной безопасности электротехнических сооружений (подстанций, кабельных туннелей и др.), внедрение устройств телесигнализации и локализации пожаров.

12 Использование гарантированных источников питания (дизель-генераторов, аккумуляторных батарей и т.п.).

13 Внедрение ремонтов под напряжением.

14 Снижение насыщения сетей автоматической коммутационной аппаратурой, так как сами аппараты могут быть источником аварий.

15 Компенсация реактивной мощности. За счет данного мероприятия по НН можно разгрузить цеховой трансформатор ТП и при росте нагрузки разгрузить его дополнительно активной мощностью.

16 Повышение статической и динамической устойчивости системы электроснабжения. Наиболее приемлемым средством достижения этой цели является уменьшение времени действия устройств РЗ.

17 Повышение качества электроэнергии. Снижения несимметрии напряжений можно достичь, как показывает опыт эксплуатации систем электроснабжения, в основном двумя путями:

- рациональным пофазным распределением однофазных нагрузок;
- применением симметрирующих устройств.

Для снижения несинусоидальности напряжений (уменьшения высших гармоник) применяют следующие средства:

– раздельное питание приемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой и обычных общепромышленных приемников, которое осуществляют от разных секций шин подстанций;

– увеличение числа фаз выпрямления; так, при переходе от 6-фазной схемы к 12-фазной схеме выпрямления несинусоидальность напряжений сети уменьшается примерно в 1,4 раза;

– фильтры высших гармоник, которые могут одновременно использоваться для компенсации реактивной мощности.

18 Совершенствование конструкций и материалов, из которых изготавливают электрооборудование для систем электроснабжения.

19 Повышение качества и уровня эксплуатации электрооборудования (правильное применение смазочных материалов, своевременная чистка светильников, правильная замена изношенных деталей и др.).

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Аналитические методы анализа надежности

В.1 Последовательное и параллельное соединения элементов систем электроснабжения

Одна из основных задач теории надежности – определение показателей надежности систем по известным значениям показателей надежности ее элементов. Для решения данной задачи, прежде всего, нужно формально описать условия работоспособности системы в зависимости от условий работоспособности ее элементов. Это можно сделать несколькими способами:

- словесным описанием;
- графически (например, с помощью структурной схемы надежности, дерева отказов или графа состояний);
- аналитически (с помощью, например, функций алгебры логики);
- имитационным моделированием объекта исследования.

Словесное описание условий работоспособности системы является наиболее распространенным и простым, однако достаточно громоздким и недостаточно четким. Словесное описание обычно сопровождается другими способами задания условий работоспособности систем. Аналитическое описание условий работоспособности является наиболее полным, четким и однозначным [34].

Последовательное соединение. Простейшей системой, с точки зрения теории надёжности, является комплект элементов, при котором отказ одного элемента вызывает отказ всей системы, но не изменяет надёжность других элементов. Такую структуру в теории надёжности называют системой с последовательным соединением элементов.

Вероятность безотказной работы такой системы определяется как вероятность безотказной работы всех элементов в течение времени t :

$$P(t) = P\left(\prod_{i=1}^n A_i\right) = \prod_{i=1}^n P_i(t),$$

где n – число элементов последовательно соединенной системы;

A_i – событие безотказной работы;

$P_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента.

Выразим $P_i(t)$ через интенсивность отказов λ :

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\sum_{i=1}^n \int_0^t \lambda_i(x) dx}, \text{ откуда } \lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t).$$

Структурой из последовательно соединённых элементов можно моделировать надёжность электрических цепей с последовательным соединением аппаратов, проводов, кабелей, воздушных линий, а также

схем, содержащих обмотки и контакты реле, резисторы, тиристоры, катушки индуктивности, электронные приборы.

Пример. Рассмотрим блочные схемы питания однотрансформаторных подстанций 110 кВ (рисунок В.1). Отказ системы электроснабжения таких подстанций вызывается отказом любого из элементов системы. Частоты отказов этих элементов приведены в таблице 3.1.

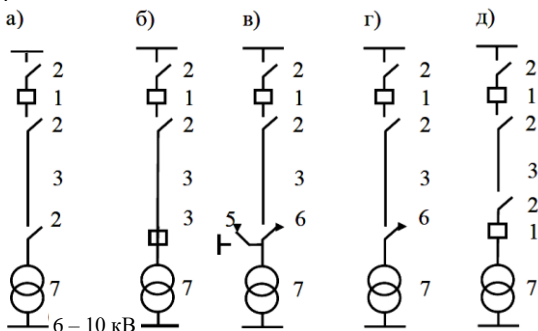


Рисунок В.1 – Схема питания однотрансформаторных подстанций

Таблица В.1 – Частоты отказов элементов однотрансформаторных подстанций

N	1	2	3	4	5	6	7
$\lambda, \text{год}^{-1}$	0,02	0,01	1	0,02	0,01	0,01	0,01

В соответствии с формулой модели последовательного соединения вычислим частоту погашения подстанций при всех вариантах схемы электроснабжения:

а) $\lambda_C = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_7 = 1,06 \text{ год}^{-1}$;

б) $\lambda_C = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_4 + \lambda_7 = 1,08 \text{ год}^{-1}$;

в) $\lambda_C = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_5 + \lambda_7 = 1,08 \text{ год}^{-1}$;

г) $\lambda_C = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_6 + \lambda_7 = 1,07 \text{ год}^{-1}$;

д) $\lambda_C = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_7 + \lambda_7 = 1,08 \text{ год}^{-1}$.

Эти результаты показывают, что наибольшей надёжностью обладает схема а), также отметим доминирующее влияние повреждаемости воздушной линии λ_3 .

Структурой из последовательно соединённых элементов можно также моделировать надёжность схем с параллельным соединением элементов (конденсаторных батарей, если они не имеют индивидуальных предохранителей); схем с разъединителями и выключателями, отходящими от сборных шин).

Пример. Рассмотрим схему секции РУ – 6 кВ, от которой питается 21 отходящая линия. Частота отказов с короткими замыканиями для выключателей оценивается величиной $\lambda_{в} = 0,003 \text{ год}^{-1}$, а частота отказов с коротким замыканием для сборных шин $\lambda_{ш} = 0,03 \text{ год}^{-1}$.

Решение. Частота кратковременных погашений секции из-за коротких замыканий на шинах и выключателях составляет

$$\lambda_c = 22 \lambda_{в} + \lambda_{ш} = 22 \cdot 0,003 + 0,03 = 0,096 \text{ год}^{-1}.$$

Таким образом, частота погашений секции 6 кВ определяется числом присоединений и надёжностью выключателей.

Параллельное соединение. Параллельное соединение линий и других цепей, а также параллельная работа нескольких агрегатов (генераторов, насосов, компрессоров и т.д.) моделируется структурой с параллельным соединением элементов.

Параллельное соединение в смысле надёжности имеет система из n элементов или единиц оборудования, если для нормальной работы необходимы r работоспособных элементов и $n - r$ элементов являются резервными. Отказ системы наступает при условии выхода из строя m элементов, т.е. пока число резервных элементов превышает число отказавших, система не отказывает. Отказ $(n - r + 1)$ элементов вызывает отказ всей системы, если эти отказы произошли одновременно или состояния отказов совпали во времени. В случае невозможности восстановления элементов вероятность отказа системы определяется как вероятность совпадения отказов $(n - r + 1)$ или m элементов в течение расчётного времени.

Если отказы одного элемента не зависят от отказов других, то формула вероятности отказа системы при условии равной надёжности элементов

$$Q(t) = \sum_{k=m}^n C_n^k p^{n-k} q^k,$$

где $C_n^k = \frac{n!}{(n-k)!k!}$ – количество комбинаций для отказа всей системы.

Тогда вероятность безотказной работы $P(t) = \sum_{k=r}^n C_n^k p^k q^{n-k}$.

Условие взаимонезависимости отказов элементов выполняется в том случае, если при изменении числа находящихся в работе элементов не наблюдается их значительной перегрузки [20].

Вероятность безотказной работы системы с резервированием определяется надёжностью не только самих элементов, но и автоматических выключателей, которые при постоянном резервировании должны отключать отказавший элемент, а при резервировании замещением ещё и включать резервный. Если при отказе отключающей аппаратуры выводится из строя вся система, то вероятность безотказной работы системы с постоянным резервированием

$$P_c = P_k P_{oc},$$

где P_k – вероятность безотказной работы с кратностью резервирования k ;

P_{oc} – вероятность отсутствия отказа срабатывания при отключении отказавшего элемента.

При резервировании замещением вероятность отказа системы S определяется по формуле полной вероятности:

$$Q_c(t) = Q(S|A_1A_2)P(A_1)P(A_2) + Q(S|\overline{A_1}A_2)Q(A_1)P(A_2) + \\ + Q(S|A_1\overline{A_2})P(A_1)Q(A_2) + Q(S|\overline{A_1}\overline{A_2})Q(A_1)Q(A_2),$$

где A_1 – отключение поврежденного элемента;

A_2 – включение резервного элемента;

$Q(S|A_1A_2)$ – условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры управления;

$Q(S|\overline{A_1}A_2)$ – то же при отказе в отключении повреждённого элемента;

$Q(S|A_1\overline{A_2})$ – то же при отказе во включении резервного элемента;

$Q(S|\overline{A_1}\overline{A_2})$ – то же при совпадении этих отказов;

$P(A_1)$ – вероятность отсутствия отказа (безотказность) отключения;

$P(A_2)$ – безотказность включения;

$Q(A_1)$ – вероятность отказа отключения;

$Q(A_2)$ – вероятность отказа включения.

Пример 1. Потребители питаются от двух независимых источников. Один источник включён постоянно, второй включается действием АВР (рисунок В.2). Вероятность безотказной работы источников в течение расчётного периода времени $P(A_1) = 0,9$. Вероятность застать резервный источник в работоспособном состоянии $P(A_2) = 0,99$. Вероятность отказа в отключении $Q(A_1) = 0,05$, во включении – $Q(A_2) = 0,01$. Определить вероятность безотказной работы СЭС в течение расчётного времени с учетом возможности использования резервного источника, считая, что вероятностью отказа резервного источника за время восстановления рабочего можно пренебречь.

Решение. Безотказность в отключении $P(A_1) = 1 - Q(A_1) = 0,95$; безотказность

включения $P(A_2) = 1 - Q(A_2) = 0,99$;

$$Q(S|\overline{A_1}A_2) = Q(S|A_1\overline{A_2}) = Q(S|\overline{A_1}\overline{A_2}) = 1.$$

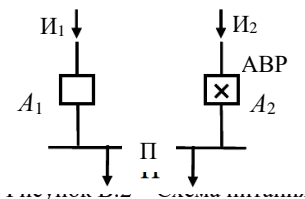
Вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры определяется как произведение вероятности отказа рабочего источника и вероятности аварийного простоя резервного:

$$Q(S|A_1A_2) = (1 - 0,9)(1 - 0,99) = 0,001.$$

Вероятность отказа системы находим по формуле полной вероятности:

$$Q_c = 0,001 \cdot 0,99 \cdot 0,95 + 1 \cdot 0,05 \cdot 0,099 + 1 \cdot 0,95 \cdot 0,01 + 1 \cdot 0,05 \cdot 0,01 = 0,06044.$$

Искомая вероятность безотказной работы $P_c = 1 - Q_c = 0,93956$.



Пример 2. Потребители могут быть подключены к двум различным секциям (рисунок В.3). Вероятность отказа источников и их аварийного простоя, а также вероятности отказов аппаратуры остаются, как и в предыдущем примере. Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания, за счёт соседней секции и её источника. Определить вероятность бесперебойного электроснабжения любого из потребителей этой системы.

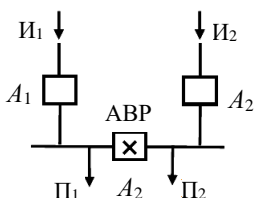


Рисунок В.3 – Схема питания

Решение. В соответствии с условиями работы схемы вероятность отказа в отключении $Q(A_1) = 2 \cdot 0,05 = 0,1$, безотказность отключения $P(A_1) = 1 - Q(A_1) = 0,95$, вероятность отказа включения $Q(A_2) = 0,01$, безотказность включения $P(A_2) = 1 - Q(A_2) = 0,99$.

Каждый потребитель может оказаться присоединенным к одной из секций с вероятностью 0,5, поэтому

$$Q(S|\bar{A}_1 A_2) = Q(S|A_1 \bar{A}_2) = Q(S|\bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

При отсутствии отказов аппаратуры отказ системы происходит при наложении отказа одного из источников на аварийный простой другого, т.е.

$$Q(S|A_1 A_2) = 2(1 - 0,9)(1 - 0,99) = 0,002.$$

Вероятность отказа всей системы

$$Q_C = 0,002 \cdot 0,9 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,01 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,01 = 0,05628.$$

Вероятность безотказной работы $P_C = 1 - Q_C = 0,94372$.

Применение схемы с постоянным резервированием и АВР на секционном выключателе повышает бесперебойность электроснабжения потребителей. Кроме того, секционирование уменьшает вероятность полного погашения всех потребителей. При отсутствии секционирования отказ любого выключателя приводит к полному погашению секции и вместе с ней всех потребителей, а при наличии секционирования – к погашению только половины.

В.2 Виды резервирования элементов систем электроснабжения

На стадии проектирования СЭС для обеспечения требуемой надежности приходится во многих случаях как минимум дублировать отдельные элементы и даже отдельные системы, т.е. использовать резервирование.

Резервирование характерно тем, что оно позволяет повысить надежность системы по сравнению с надежностью составляющих ее элементов. Повышение надежности отдельно взятых элементов требует больших материальных затрат. В этих условиях резервирование, например, за счет введения дополнительных элементов, является эффективным средством обеспечения требуемой надежности систем. Если при

последовательном соединении элементов общая надежность системы (т.е. вероятность безотказной работы) ниже надежности самого ненадежного элемента, то при резервировании общая надежность системы может быть выше надежности самого надежного элемента [34].

Резервирование осуществляется путем введения избыточности. В зависимости от природы последней резервирование бывает структурным (аппаратным), информационным, временным.

Структурное резервирование заключается в том, что в минимально необходимый вариант системы, состоящей из основных элементов, вводятся дополнительные элементы, устройства или даже вместо одной системы предусматривается использование нескольких одинаковых систем.

Информационное резервирование предусматривает использование избыточной информации. Его примером является многократная передача одного и того же сообщения по каналу связи. Другим примером являются коды, применяемые в управляющих программах для обнаружения и исправления ошибок, возникающих в результате сбоев и отказов аппаратуры.

Временное резервирование предусматривает использование избыточного времени. Возобновление прерванного в результате отказа функционирования системы происходит путем ее восстановления, если имеется определенный запас времени.

Существуют два метода повышения надежности систем путем структурного резервирования:

- 1) *общее резервирование*, при котором резервируется система в целом;
- 2) *раздельное (поэлементное) резервирование*, при котором резервируются отдельные части (элементы) системы.

Схемы общего и раздельного структурного резервирования представлены соответственно на рисунках В.4, где n – число последовательных элементов в цепи, m – число резервных цепей (при общем резервировании) или резервных элементов для каждого основного (при раздельном резервировании).

Обычно стремятся по возможности применять раздельное резервирование, т. к. при этом выигрыш в надежности часто достигается значительно меньшими затратами, чем при общем резервировании.

В зависимости от способа включения резервных элементов различают постоянное резервирование, резервирование замещением и скользящее резервирование.

Постоянное

резервирование – это такое резервирование, при котором резервные элементы участвуют в работе объекта вместе с основными. В случае отказа основного элемента не требуется специальных устройств, вводящих в действие резервный элемент, поскольку он включается в работу одновременно с основным.

Резервирование

замещением – это такое резервирование, при котором функции основного элемента передаются резервному только после отказа основного. При

резервировании замещением необходимы контролирующие и переключающие устройства для обнаружения факта отказа основного элемента и переключения с основного на резервный.

Скольльзящее резервирование представляет собой разновидность резервирования замещением, при котором основные элементы объекта резервируются элементами, каждый из которых может заменить любой отказавший элемент.

В таблице В.2 приведены расчетные значения показателей надежности основных элементов СЭС [38]. Данные этой таблицы носят ориентировочный характер. В дальнейшем при решении примеров будут использоваться в основном эти значения показателей надежности.

Оба вида резервирования (постоянное и замещением) имеют свои преимущества и недостатки. Достоинством постоянного резервирования является простота, т.к. в этом случае не требуются контролирующие и переключающие устройства, понижающие надежность системы в целом, и, самое главное, отсутствует перерыв в работе. Недостатком постоянного резервирования является нарушение режима работы резервных элементов при отказе основных. Включение резерва замещением обладает следующим преимуществом: не нарушает режима работы резервных элементов, сохраняет в большей степени надежность резервных элементов, позволяет использовать один резервный элемент на несколько рабочих (скользящее резервирование).

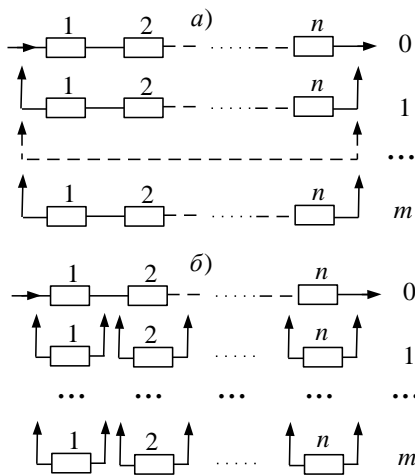


Рисунок В.4 – Схемы общего (а) и раздельного (б) структурного резервирования

В зависимости от режима работы резервных элементов различают нагруженный (горячий) и ненагруженный (холодный) резерв.

Таблица В.2 – Расчетные значения показателей надежности элементов СЭС

Элемент	Условное обозначение	Интенсивность отказов, год ⁻¹	Среднее время восстановления, ч	Интенсивность преднамеренных отключений, год ⁻¹	Среднее время обслуживания, ч
Воздушная линия 35, 110 кВ одноцепная, на 1 км длины	Л	0,08	8	0,15	8
То же, двухцепная	2Л	0,008	10	0,01	8
Воздушная линия 6, 10 кВ одноцепная, на 1 км длины	Л	0,25	6	0,25	5,8
Кабельная линия 6, 10 кВ на 1 км длины	К	0,10	25	0,5	3
Две кабельные линии в одной траншее, на 1 км длины	2К	0,05	15	0,05	3
Воздушная линия 0,38 кВ, на 1 км длины	Л	0,20	4	0,3	5
Трансформатор с высшим напряжением 35, 110 кВ	Т	0,03	30	0,4	22
То же, 6, 10 кВ	Т	0,035	8	0,3	8
Ячейка выключателя 35, 110 кВ	Q	0,02	7	0,3	6
То же, 6, 10 кВ внутренней установки	Q	0,015	6	0,2	6
” 6, 10 кВ КРУН	Q	0,05	5	0,3	5
Ячейка отделителя (ОД)	QR	0,05	4	0,3	5
Ячейка разъединителя 35, 110 кВ	QS	0,005	4	0,25	4
То же, 6, 10 кВ	QS	0,002	3	0,2	3,5
” 6, 10 кВ КРУН наружной установки	QS	0,01	3	0,2	3,5
Ячейка предохранителя 6, 10 кВ	FU	0,05	2,5	0,2	3
Линейный разъединитель 6, 10 кВ	QS	0,08	4,5	-	-
Шины ОРУ 35, 110 кВ, на одно присоединение	Ш	0,001	5	0,15	6
” РУ 6, 10 кВ, на одно присоединение	Ш	0,001	4	0,16	5
Сборка НН-0,4 кВ ТП	С	0,007	4	0,2	5

Нагруженный (горячий) резерв в энергетике называют также вращающимся или включенным. В данном режиме резервный элемент находится в том же режиме, что и основной. Ресурс резервных элементов начинает расходоваться с момента включения в работу всей системы, и вероятность безотказной работы резервных элементов в этом случае не зависит от того, в какой момент времени они включаются в работу.

Облегченный (теплый) резерв характеризуется тем, что резервный элемент находится в менее нагруженном режиме, чем основной. Поэтому,

хотя ресурс резервных элементов также начинает расходоваться с момента включения всей системы в целом, интенсивность расхода ресурса резервных элементов до момента их включения вместо отказавших значительно ниже, чем в рабочих условиях. Этот вид резерва обычно размещается на агрегатах, работающих на холостом ходу, и, следовательно, в данном случае ресурс резервных элементов срабатывается меньше по сравнению с рабочими условиями, когда агрегаты несут нагрузку.

В случае *ненагруженного (холодного) резерва* резервные элементы начинают расходовать свой ресурс с момента их включения в работу вместо основных. Этим видом резерва могут служить отключенные агрегаты.

Надежность систем при общем резервировании.

Пример 1. Рассчитать вероятность безотказной работы в течение трех месяцев, интенсивность отказов, среднюю наработку на отказ одноцепной ВЛ длиной $l = 35$ км вместе с понижающим трансформатором 110/10 кВ и коммутационной аппаратурой (рисунок В.5).

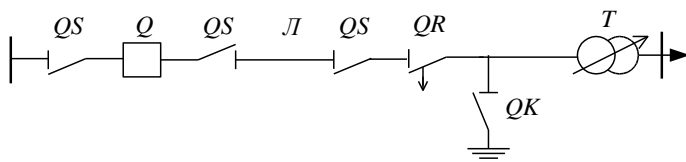


Рисунок В.5 – Схема одноцепной ВЛ с понижающим трансформатором и коммутационной аппаратурой

Решение. Схема замещения по надежности рассматриваемой СЭС представляет собой последовательную структуру (рисунок В.6).



Рисунок В.6 – Схема замещения по надежности одноцепной ВЛ

Интенсивности отказов элементов взяты из таблицы 3.2:

$$\begin{aligned} \lambda_1 = \lambda_3 = \lambda_5 = \lambda_{QS} &= 0,005 \text{ год}^{-1}; \quad \lambda_2 = \lambda_Q = 0,02 \text{ год}^{-1}; \\ \lambda_4 = \lambda_L \cdot l &= 0,08 \cdot 35 = 2,8 \text{ год}^{-1}; \quad \lambda_6 = \lambda_{QR} = 0,05 \text{ год}^{-1}; \\ \lambda_7 = \lambda_{QK} &= 0,05 \text{ год}^{-1}; \quad \lambda_8 = \lambda_T = 0,03 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Определяем интенсивность отказов схемы питания:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^8 \lambda_i = 3 \cdot 0,005 + 0,02 + 2,8 + 2 \cdot 0,05 + 0,03 = 2,97 \text{ год}^{-1}.$$

Расчет указывает, что доминирующее влияние на выход схемы из строя оказывает повреждаемость воздушной линии. Средняя наработка на отказ схемы питания

$$T_c = 1 / \lambda_c = 1 / 2,97 = 0,34 \text{ года.}$$

Вероятность безотказной работы схемы в течение $t = 0,25$ года.

$$P_c(0, 25) = \exp(-2,97 \cdot 0,25) = \exp(-0,7425) = 0,476.$$

Пример 2. Определить, насколько выше показатели надежности понижающей трансформаторной подстанции 110/10 кВ при постоянной совместной работе обоих трансформаторов в течение 6 месяцев по сравнению с однотрансформаторной подстанцией. Отказами коммутационных аппаратов и преднамеренными отключениями пренебрегаем.

Решение. Исходные данные из таблицы 3.2: $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,03 \text{ год}^{-1}$; $T_{в1} = T_{в2} = 30 \text{ ч}$. Вероятность безотказной работы в течение 6 месяцев одного трансформатора

$$P_{1(2)}(0,5) = \exp(-0,03 \cdot 0,5) = 0,9851.$$

Средняя наработка на отказ одного трансформатора

$$T_{1(2)} = 1/\lambda_{1(2)} = 1/0,03 = 33,3 \text{ года}.$$

Вероятность безотказной работы двухтрансформаторной подстанции

$$P_c(0,5) = P_1(0,5) + P_2(0,5) - P_1(0,5)P_2(0,5) = 2 \cdot 0,9851 - 0,9851^2 = 0,9998.$$

Средняя наработка на отказ двухтрансформаторной подстанции

$$T_c = \frac{3}{2\lambda_{1(2)}} = \frac{3}{2 \cdot 0,03} = 50 \text{ лет}.$$

Интенсивность отказов двухтрансформаторной подстанции

$$\lambda_c = 1/T_c = 1/50 = 0,02 \text{ год}^{-1}.$$

Среднее время восстановления двухтрансформаторной подстанции

$$T_{вс} = 11 \cdot 11 \cdot (11+11)^{-1} = 5,5 \text{ ч}.$$

Анализ результатов показывает, что надежность двухтрансформаторной подстанции намного превышает надежность однотрансформаторной подстанции.

Пример 3. Рассмотрим секцию РУ 6 кВ, от которой питаются 18 отходящих линий (рисунок В.7). Интенсивность отказов выключателей, сопровождающихся короткими замыканиями, оценивается величиной $\lambda_Q = 0,003 \text{ год}^{-1}$, интенсивность отказов с короткими замыканиями для сборных шин $\lambda_{it} = 0,001 \text{ год}^{-1}$ (см. таблицу 3.2).

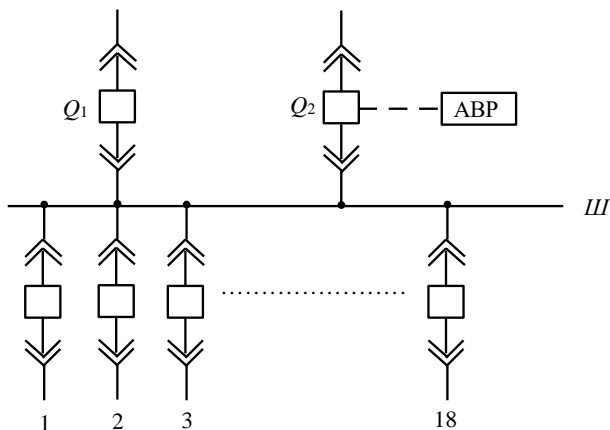


Рисунок В.7 – Схема секции РУ с отходящими линиями

Определить интенсивность кратковременных погашений секции РУ, предполагая абсолютную надежность автоматического ввода резерва (ABP) и выключателя Q_2 , резервирующего питание секции.

Решение. Схема замещения по надежности секции РУ представляет собой последовательное соединение элементов (рисунок 3.8), число которых равно общему числу выключателей, не считая Q_2 .

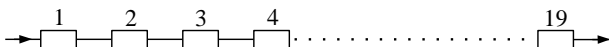


Рисунок 3.8 – Схема замещения по надежности секции РУ

Интенсивность кратковременных погашений секции РУ 6 кВ из-за коротких замыканий на выключателях и на шинах составит

$$\lambda_c = (18+1)(\lambda_{ii}^0 + \lambda_{Q_2}) = 19 \cdot (0,003 + 0,001) = 0,076 \text{ год}^{-1}.$$

Надежность систем при постоянном раздельном резервировании.

Пример 1. Система состоит из 10 последовательно включенных элементов. Вероятность безотказной работы каждого элемента для одного и того же момента времени $p_i = 0,9$. Сколько необходимо резервных элементов при постоянном резервировании обоими способами (общим и раздельным) для того, чтобы вероятность безотказной работы системы $P_c = 0,95$.

Решение. На основании формулы для вероятности безотказной работы составим соотношение для n последовательно включенных элементов, имеющих m постоянных общих (резервируется система в целом) резервных элементов:

$$[1 - p_i^n]^{m+1} = 1 - P_c.$$

Логарифмируя данное уравнение, получаем

$$(m+1) \lg(1 - p_i^n) = \lg(1 - P_c).$$

Число резервных цепей (при $n = 10$)

$$m = \frac{\lg[1 - P_c]}{\lg[1 - p_i^n]} - 1 = \frac{\lg[1 - 0,95]}{\lg[1 - 0,9^{10}]} - 1 = 6.$$

Следовательно, для обеспечения требуемой надежности необходимо 6 резервных цепей по 10 элементов в каждой, т. е. всего 60 элементов.

Определим теперь необходимое число резервных элементов при раздельном резервировании (резервируются отдельные элементы), для чего используем формулу для вероятности безотказной работы в виде [4]

$$1 - [1 - p_i]^{m+1} = \sqrt[m+1]{P_c}.$$

После логарифмирования получаем

$$m = \frac{\lg[1 - \sqrt[m+1]{P_c}]}{\lg[1 - p_i]} - 1 = \frac{\lg[1 - \sqrt[10]{0,95}]}{\lg[1 - 0,9]} - 1 = 1.$$

Таким образом, каждый основной элемент необходимо продублировать, а всего резервных элементов будет 10. Значит, при раздельном резервировании в данном случае можно для той же надежности использовать *в 6 раз меньше резервных элементов*.

Пример 2. Электроэнергетическая система постоянного тока включает три источника электрической энергии: преобразователь переменного тока в постоянный, автономный маломощный генератор постоянного тока и аккумуляторную батарею. В нормальных условиях питание берется от преобразователя. При отказе преобразователя подключается автономный генератор совместно с буферной батареей. Электроэнергетическая система не обеспечивает электроэнергией потребителей, если отказали все три источника или отказали преобразователь и автономный генератор. Необходимо найти вероятность безотказной работы электроэнергетической системы, если известны: $\lambda_1 = 0,25 \cdot 10^{-3}$ 1/ч – суммарная интенсивность отказов преобразователя; $\lambda_2 = 0,8 \cdot 10^{-3}$ 1/ч – интенсивность отказов автономного генератора при совместной параллельной работе с аккумуляторной батареей; λ_2' – интенсивность отказов генератора при отказе аккумуляторной батареи; $\lambda_3 = 0,1 \cdot 10^{-3}$ 1/ч – интенсивность отказов аккумуляторной батареи при параллельной работе с генератором; необходимое время работы электроэнергетической системы $t = 100$ ч. Допускается перерыв в работе на время переключения автономного генератора и аккумуляторной батареи при отказе преобразователя. До включения в работу генератор и аккумуляторная батарея имеют следующие параметры $\lambda_2 = \lambda_3 = 0$.

Решение. Составим все благоприятные гипотезы и определим вероятности их появления. Благоприятные ситуации следующие:

А – преобразователь работоспособен в течение времени t ;

Б – преобразователь отказал в момент времени τ , а в оставшееся время $(t - \tau)$ автономный генератор и аккумуляторная батарея работоспособны;

В – преобразователь отказал в момент времени τ , в момент $\xi > \tau$ отказала аккумуляторная батарея, а в течение времени $(t - \tau)$ генератор работоспособен.

Вероятность появления ситуации А

$$P_A(t) = \exp(-\lambda_1 t) \cdot$$

Вероятность появления ситуации Б

$$P_B(t) = \int_0^t a_1(\tau) \cdot p_{2,3}(t - \tau) d\tau,$$

где $a_1(\tau) = \lambda_1 \exp(-\lambda_1(\tau))$ – частота отказов преобразователя в момент τ ;

$p_{2,3}(t - \tau)$ – вероятность того, что за время $(t - \tau)$ не откажут ни генератор, ни аккумуляторная батарея:

$$P_{2,3} = (t - \tau) \exp[-(\lambda_2 + \lambda_3)(t - \tau)].$$

Подставим в $P_B(t)$ значение $a_1(t)$ и $p_{2,3}(t - \tau)$ и после интегрирования получим

$$\begin{aligned} P_B(t) &= \int_0^t \lambda_1 \cdot \exp(-\lambda_1 t) \exp(-(\lambda_2 + \lambda_3)(t - \tau)) d\tau = \\ &= \frac{\lambda_1}{\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_1} \exp(-\lambda_1 t) [1 - \exp(-(\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_1)t)]. \end{aligned}$$

По аналогии с гипотезой Б получим вероятность гипотезы В:

$$P_B(t) = \int_0^t a_1(\tau) \cdot p_{2,3}(\xi, t - \tau) \cdot$$

где $p_{2,3}(\xi, t - \tau) = \int_0^t a_3(\xi) p_2(\xi, t - \tau) d\xi$ – вероятность того, что аккумуляторная батарея

в момент ξ откажет, а генератор будет работать в течение времени $(t - \tau)$; $a_3(\xi) = \lambda_3 \exp(-\lambda_3 \xi)$ – частота отказов аккумуляторной батареи в момент ξ ; $p_2(\xi, t - \tau) = \exp(-\lambda_2(t - \tau))(\exp(-\lambda_2(t - \tau)))$ – вероятность того, что автономный генератор работоспособен в течение времени $(t - \tau)$ при условии, что аккумуляторная батарея отказала в момент ξ .

Подставив значения $a_3(\xi)$, $p_2(\xi, t - \tau)$, $p_{2,3}(\xi, t - \tau)$, в выражение для $P_B(t)$, получим

$$\begin{aligned} P_B(t) &= \int_0^t \lambda_1 \cdot \exp(-\lambda_1 \tau) \int_0^t \lambda_3 \cdot \exp(-\lambda_3(\xi - \tau)) \cdot \exp(-\lambda_2(t - \xi)) d\xi d\tau = \\ &= \left(\frac{\lambda_1 \lambda_3}{\lambda_2 - \lambda_1 - \lambda_3} \right) \left(\frac{\exp(-(\lambda_2 + \lambda_3)t) [\exp(-(\lambda_1 + \lambda_2)t) - 1]}{\lambda_2 - \lambda_1} \right) - \\ &\quad - \left(\frac{\lambda_1 \lambda_3}{\lambda_2 - \lambda_1 - \lambda_3} \right) \left(\frac{\exp(-(\lambda_1 + \lambda_3)t) - \exp(-\lambda_2 t)}{\lambda_2 - \lambda_1 - \lambda_3} \right). \end{aligned}$$

Вероятность безотказной работы электроэнергетической системы

$$P_{3c}(t) = P_A(t) + P_B(t) + P_B(t) = P_{3c}(100) = 0,999.$$

Надежность систем со смешанным соединением элементов. Оценка надежности систем с последовательно-параллельными связями элементов может осуществляться следующим образом. Если система состоит из n элементов, то, учитывая, что каждый элемент может находиться в двух

состояниях (работоспособном или неработоспособном), система может пребывать в $C = 2^n$ состояниях.

Все множество состояний системы разделяется на два подмножества: работоспособное и неработоспособное. Затем определяется вероятность пребывания системы в работоспособном состоянии, что и является конечной целью расчета.

Пример. Определить вероятность безотказной работы в течение 4 лет системы, схема замещения которой по надежности представлена на рисунке В.9). Интенсивность отказов элементов $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0,01 \text{ год}^{-1}$.

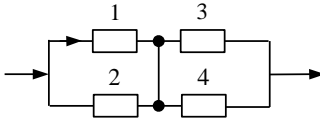


Рисунок В.9 – Схема замещения системы по надежности

Решение. Множество всех состояний системы $C = 2^4 = 16$, из которых 9 включают как минимум 2 находящихся в работоспособном состоянии элемента и образуют работоспособное подмножество. Таким образом, вероятность безотказной работы системы описывается многочленом

$$P_C(t) = p_1(t)p_3(t)q_2(t)q_4(t) + p_1(t)p_4(t)q_2(t)q_3(t) + p_2(t)p_3(t)q_1(t)q_4(t) + p_2(t)p_4(t)q_1(t)q_3(t) + p_1(t)p_2(t)p_4(t)q_2(t) + p_1(t)p_2(t)p_4(t)q_3(t) + p_1(t)p_2(t)p_3(t)q_4(t) + p_2(t)p_3(t)p_4(t)q_1(t) + p_1(t)p_2(t)p_3(t)p_4(t).$$

Вероятности безотказной работы и отказов i -го элемента в течение 4 лет рассчитываются по формулам

$$p_i(4) = \exp(-0,01 \cdot 4) = \exp(-0,04) = 0,9608;$$

$$q_i(4) = 1 - p_i(4) = 1 - 0,9608 = 0,0392.$$

Вероятность безотказной работы системы в целом

$$P_C(4) = 4 \cdot 0,9608^2 \cdot 0,0392^2 + 4 \cdot 0,9608^3 \cdot 0,0392 + 0,9608^4 = 0,997.$$

Однако подобному подходу присущи значительные трудности, заключающиеся в том, что выделение работоспособных и неработоспособных состояний произвести непросто. Поэтому чаще используют метод свертки, состоящий в преобразовании исследуемых сложных систем со смешанным соединением элементов в более простые схемы, для которых имеются несложные аналитические выражения для расчета надежности.

Предполагая, что восстановление отказавших элементов не производится, покажем применение метода свертки на примере, исходная схема которого представлена на рисунке 3.10.

Метод свертки состоит из нескольких этапов.

На *первом этапе* рассматриваются все параллельные соединения, которые заменяются эквивалентными элементами. После первого этапа преобразований схема принимает вид, изображенный на рисунке В.11.

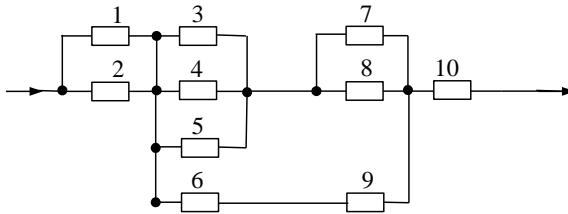


Рисунок В.10 – Схема замещения по надежности системы из десяти элементов

Вероятности безотказной работы эквивалентных элементов определяются на основании формул:

$$P_{12} = 1 - q_{12} = 1 - q_3 q_4 q_5;$$

$$P_{13} = 1 - q_{13} = 1 - q_7 q_8.$$

На *втором этапе* рассматриваются все

последовательные соединения элементов, которые заменяются эквивалентными элементами. После второго этапа преобразований схема принимает вид, изображенный на рисунке В.12.

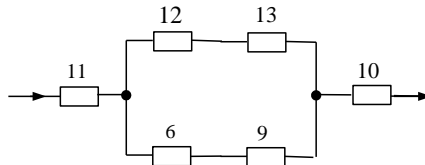


Рисунок В.11 – Первый этап преобразования схемы замещения по надежности

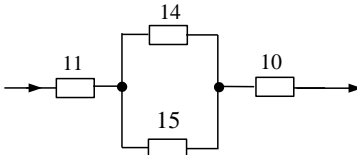


Рисунок В.12 – Второй этап преобразования схемы замещения по надежности

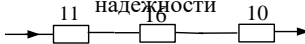


Рисунок В.13 – Третий этап преобразования схемы замещения по надежности

Вероятности безотказной работы эквивалентных элементов в схеме на рисунке 3.12:

$$P_{14} = P_{12} P_{13}; \quad P_{15} = P_6 P_9.$$

На *третьем этапе* вновь рассматриваются все параллельные соединения, которые заменяются эквивалентными элементами. Результат третьего этапа представлен на рисунке 3.13.

Вероятность безотказной работы эквивалентного элемента в схеме на

рисунке В.13 $P_{16} = 1 - q_{16} = 1 - q_{14} q_{15}$.

На *четвертом этапе* определяется вероятность безотказной работы всей системы $P_c = P_{11} P_{16} P_{10}$.

Метод свертки является весьма эффективным методом определения показателей надежности *невосстанавливаемых* последовательно-параллельных схем. Число элементов мало влияет на сложность проведения расчетов, в основном происходит увеличение числа этапов расчета.

Приближенный метод преобразования треугольника в звезду и обратно. На практике нередко встречаются системы, в которых схемы соединения элементов в надежностном смысле не могут быть сведены к последовательно-параллельным. Это системы, содержащие элементы типа треугольник и звезда. Такие схемы встречаются, например, в электрических соединениях подстанций и распределительных устройств.

Имеется ряд методов, позволяющих приближенно рассчитывать надежность таких систем. К ним относится метод преобразования треугольника в звезду и обратно. В этом случае в качестве показателей надежности используются вероятности отказов элементов. Выбор указанных характеристик объясняется тем, что метод преобразования треугольника в звезду и обратно является приближенным. Значение возникающей погрешности при оценке надежности системы зависит от вероятностей, характеризующих надежность элементов. Чем меньше эти вероятности, тем меньше погрешность оценки надежности системы. Так как обычно вероятности безотказной работы элементов близки к единице, то целесообразно использовать вероятности появления отказов.

Определим зависимости между вероятностями отказов элементов при преобразованиях, исходя из предположения, что характеристики надежности цепей, соединяющих одноименные точки в различных схемах, должны быть равны между собой.

Вначале рассмотрим точки a и b (рисунок В.14). Вероятности отказов для цепей при условии, что точка c присоединена к точке b , будут равны: для звезды – $q_1 + q_2 q_3 - q_1 q_2 q_3$, а для треугольника – $q_{12} q_{31}$. Аналогично можно записать равенства и для двух других возможных вариантов соединения точек.

Таким образом, можно составить следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned} q_1 + q_2 q_3 - q_1 q_2 q_3 &= q_{12} q_{31}; \\ q_2 + q_3 q_1 - q_2 q_3 q_1 &= q_{23} q_{12}; \\ q_3 + q_1 q_2 - q_3 q_1 q_2 &= q_{31} q_{23}. \end{aligned}$$

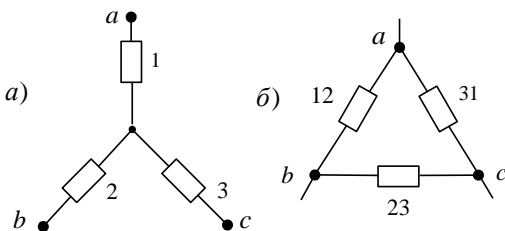


Рисунок В.14 – Схема преобразования вероятностей отказов элементов из звезды в треугольник (а)

Считая, что вероятности отказов элементов малы, и пренебрегая произведениями $q_i q_j$ и $q_i q_j q_r$ – вероятностями более высокого порядка малости, чем q_i , получим следующие приближенные выражения преобразования

вероятностей отказов элементов из звезды в треугольник:

$$q_1 \approx q_{12}q_{31}; \quad q_2 \approx q_{23}q_{12}; \quad q_3 \approx q_{31}q_{23}.$$

Перемножив соответственно левые и правые части двух первых равенств системы и разделив на третье равенство, получим

$$\frac{q_1 q_2}{q_3} \approx \frac{q_{12} q_{31} q_{23} q_{12}}{q_{31} q_{23}}.$$

После сокращения одинаковых сомножителей формулы преобразования вероятностей отказов элементов из треугольника в звезду примут вид

$$q_{12} \approx \sqrt{\frac{q_1 q_2}{q_3}}; \quad q_{23} \approx \sqrt{\frac{q_2 q_3}{q_1}}; \quad q_{31} \approx \sqrt{\frac{q_3 q_1}{q_2}}.$$

В.3 Приближенный метод исключения элементов

Сущность приближенного метода расчета надежности мостиковых схем методом исключения элементов заключается в том, что в структурной схеме выбираются один или несколько элементов и затем производится расчет показателей надежности для двух крайних случаев, предполагая, что выбранные элементы абсолютно:

- 1) надежны (вероятность безотказной работы элементов равна единице);
- 2) ненадежны (вероятность безотказной работы элементов равна нулю).

В первом случае две точки системы, к которым подключается элемент, соединяются *постоянной связью*, во втором – между этими точками *отсутствует какая-либо связь*. Для двух полученных структур определяются вероятности безотказной работы, соответственно равные p_{\max} и p_{\min} .

Затем определяется средневзвешенное значение вероятностей безотказной работы исключаемых элементов:

$$p_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n p_i,$$

где p_i – вероятность безотказной работы i -го исключаемого элемента;

n – число исключаемых элементов.

Окончательно вероятность безотказной работы системы определяется по формуле

$$p_c = p_{\min} + (p_{\max} - p_{\min}) p_{\text{ср}}.$$

Если $p_{\text{ср}} = 1$ (абсолютно надежные исключаемые элементы), то $p_c = p_{\max}$, а при $p_{\text{ср}} = 0$ (абсолютно ненадежные элементы), то $p_c = p_{\min}$.

Особенности метода исключения элементов:

– с увеличением числа исключаемых элементов точность расчетов понижается;

– в качестве исключаемых элементов целесообразно выбирать элементы, имеющие высокую надежность.

Пример. Определить приближенно вероятность безотказной работы системы, представленной на рисунке 3.15, двумя методами: преобразованием треугольника в звезду и исключением элементов.

Вероятности безотказной работы всех элементов $p_i = p = 0,9; i = \overline{1,5}$.

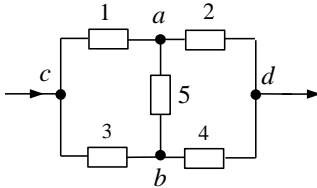


Рисунок В.15 – Схема замещения по надежности системы из пяти элементов

Используя формулы для последовательно и параллельно соединенных элементов, определяем вероятность безотказной работы системы:

$$p_c = p_6 [1 - (1 - p_2 p_7) (1 - p_4 p_8)] = 0,99 [1 - (1 - 0,9 \cdot 0,99)(1 - 0,9 \cdot 0,99)] = 0,9782.$$

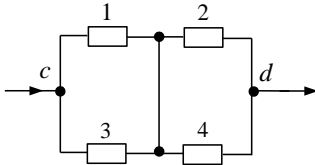


Рисунок В.17 – Схема замещения по надежности системы, предусматривающая короткое замыкание

Во второй структуре в месте нахождения элемента 5 будет разрыв цепи (рисунок В.18), для которой определим вероятность безотказной работы

$$p_{\min} = 1 - (1 - p^2)^2 = 1 - (1 - 0,9^2)^2 = 0,9639.$$

Средневзвешенное значение вероятности безотказной работы исключаемого элемента $p_{cp} = p = 0,9$. На основании формулы вероятности безотказной работы по методу исключения элементов получаем

$$p_c = 0,9639 + (0,9801 - 0,9639) \cdot 0,9 = 0,9785.$$

Решение.

Преобразуем треугольник, образуемый элементами 1, 3, 5, в звезду с элементами 6, 7, 8 (рисунок В.16). Рассчитаем вероятности отказов элементов, используя приближенные выражения преобразования вероятностей отказов элементов из звезды в треугольник:

$$q_6 = q_7 = q_8 \approx q^2 \approx (1 - p)^2 = (1 - 0,9)^2 = 0,01;$$

$$p_6 = p_7 = p_8 = 0,99.$$

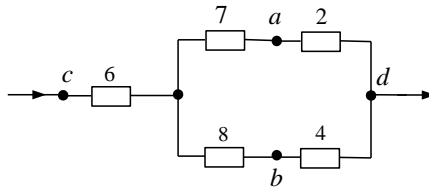


Рисунок В.16 – Схема замещения по надежности системы с преобразованием вероятностей

Решим этот же пример методом исключения элементов.

В качестве исключаемого выберем элемент 5. Рассмотрим две структуры. В первой из них в месте расположения элемента 5 будет короткое замыкание (рисунок В.17). Вероятность безотказной работы

$$p_{\max} = [1 - (1 - p)^2]^2 = [1 - (1 - 0,9)^2]^2 = 0,9801.$$

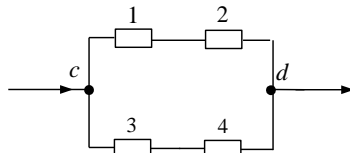


Рисунок В.18 – Схема замещения по надежности системы, предусматривающая разрыв цепи

Сравнение значений вероятностей безотказной работы, полученных рассмотренными приближенными методами, показывает, что они близки. Исследователь сам принимает решение о применяемом методе расчета исходя из требуемой точности результатов расчета.

В.4 Расчёт надёжности систем электроснабжения логико-вероятностным методом

Алгебра логики – это раздел математики, занимающийся исчислением высказываний. Под высказыванием X понимается любое предложение, относительно которого можно утверждать, ложно оно или истинно без учёта конкретного содержания. Переменная величина, которая устанавливает лишь два значения (1 и 0), называется двоичной. Функция, определяемая набором двоичных аргументов и принимающая лишь два значения (1 и 0), называется функцией алгебры логики.

В алгебре логики рассматриваются три основные логические операции:

а) **НЕ** – отрицание. Отрицание высказывания обозначается через \bar{X} и значения истинности определяются соотношениями

$$\bar{1} = 0, \quad \bar{0} = 1;$$

б) **И** – конъюнкция. Конъюнкция (логическое умножение) высказываний X_1 и X_2 истинна тогда и только тогда, когда истинны составляющие её высказываний X_1 и X_2 . Значения истинности конъюнкции определяются соотношениями

$$0 \cdot 0 = 0; \quad 0 \cdot 1 = 0; \quad 1 \cdot 0 = 0; \quad 1 \cdot 1 = 1;$$

в) **ИЛИ** – дизъюнкция. Дизъюнкция (логическое сложение) высказываний X_1 и X_2 ложна тогда и только тогда, когда ложны составляющие её высказывания X_1 и X_2 . Значения истинности дизъюнкции определяются соотношениями

$$0 + 0 = 0; \quad 0 + 1 = 1; \quad 1 + 0 = 1; \quad 1 + 1 = 1.$$

Основные правила преобразования:

$$X \cdot 1 = X; \quad X + 1 = 1; \quad X + 0 = X; \quad X \cdot 0 = 0;$$

$$X \cdot X = X; \quad X + X = X; \quad X \cdot \bar{X} = 0; \quad X + \bar{X} = 1.$$

Ассоциативный закон:

$$X_1 \cdot (X_2 \cdot X_3) = (X_1 \cdot X_2) \cdot X_3 = X_1 \cdot X_2 \cdot X_3;$$

$$X_1 + (X_2 + X_3) = (X_1 + X_2) + X_3 = X_1 + X_2 + X_3.$$

Коммутативный закон:

$$X_1 \cdot X_2 = X_2 \cdot X_1; \quad X_1 + X_2 = X_2 + X_1.$$

Дистрибутивный закон:

$$X_1 (X_2 + X_3) = X_1 \cdot X_2 + X_1 \cdot X_3; \quad X_1 + (X_2 \cdot X_3) = (X_1 + X_2) (X_1 + X_3).$$

Закон инверсий:

$$\overline{X_1 \cdot X_2} = \bar{X}_1 + \bar{X}_2, \quad \overline{X_1 + X_2} = \bar{X}_1 \cdot \bar{X}_2.$$

Операция поглощения:

$$X_1 + X_1 \cdot X_2 = X_1, \quad X_1 (X_1 + X_2) = X_1.$$

Логические функции работоспособности и неработоспособности.
 Если через Z обозначить состояние СЭС, тогда $Z = 1$ в случае, когда СЭС работоспособна, и $Z = 0$ в случае, когда СЭС неработоспособна. Функция Z называется логической функцией работоспособности СЭС. Тогда при последовательном соединении двух элементов имеем $Z_{\text{послед}} = X_1 \cdot X_2$, а при параллельном соединении – $Z_{\text{послед}} = X_1 + X_2$.

Если через \bar{Z} обозначить состояние СЭС, тогда $\bar{Z} = 1$ в случае, когда СЭС неработоспособна, и $\bar{Z} = 0$, когда СЭС работоспособна. Функция \bar{Z} называется логической функцией неработоспособности СЭС. При последовательном соединении двух элементов – $\bar{Z} = \bar{X}_1 + \bar{X}_2$, а при параллельном соединении – $\bar{Z} = \bar{X}_1 \cdot \bar{X}_2$.

Рассмотрим СЭС, схема замещения которой представлена на рисунке В.19.

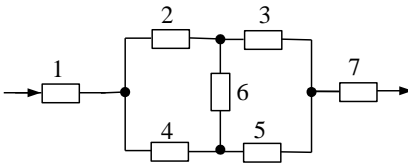


Рисунок В.19 – Схема замещения по надежности СЭС

Требуется определить логическую функцию работоспособности Z и логическую функцию неработоспособности \bar{Z} :

$$Z = (X_1 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot X_7) + (X_1 \cdot X_4 \cdot X_5 \cdot X_7) + (X_1 \cdot X_2 \cdot X_6 \cdot X_5 \cdot X_7) + (X_1 \cdot X_4 \cdot X_6 \cdot X_3 \cdot X_7).$$

Каждое слагаемое – это один из возможных путей передачи мощности от источника к потребителю, обеспечивающих работоспособность СЭС. Причём это кратчайшие пути успешного функционирования СЭС, когда нельзя изъять ни одну из компонент, не нарушив функционирования СЭС.

$$\bar{Z} = (\bar{X}_1 + \bar{X}_2 + \bar{X}_3 + \bar{X}_7) \cdot (\bar{X}_1 + \bar{X}_4 + \bar{X}_5 + \bar{X}_7) \times (\bar{X}_1 + \bar{X}_2 + \bar{X}_6 + \bar{X}_5 + \bar{X}_7) \cdot (\bar{X}_1 + \bar{X}_4 + \bar{X}_6 + \bar{X}_3 + \bar{X}_7).$$

После преобразований получаем

$$\bar{Z} = \bar{X}_1 + \bar{X}_2 \cdot \bar{X}_4 + \bar{X}_3 \cdot \bar{X}_5 + \bar{X}_2 \cdot \bar{X}_6 \cdot \bar{X}_5 + \bar{X}_4 \cdot \bar{X}_6 \cdot \bar{X}_3 + \bar{X}_7.$$

Каждое слагаемое включает в себя те элементы, неработоспособное состояние которых приводит к тому, что передачу мощности от источника к потребителю осуществить нельзя. Причём нельзя изъять ни одно слагаемое, не нарушив условия неработоспособности СЭС.

Вероятность работоспособного и неработоспособного состояния СЭС. Если потребуется найти вероятность P успешного функционирования СЭС, тогда, имея выражение Z , необходимо найти P_1 – вероятность безотказного функционирования первого пути передачи мощности от источника потребителю через вероятности безотказной работы элементов,

образующих этот путь. Для схемы замещения по надежности СЭС, представленной на рисунке В.19, получим следующие выражения:

$$\begin{aligned} P_I &= P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_7; \\ P_{II} &= P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_7; \\ P_{III} &= P_1 \cdot P_2 \cdot P_6 \cdot P_5 \cdot P_7; \\ P_{IV} &= P_1 \cdot P_4 \cdot P_6 \cdot P_3 \cdot P_7. \end{aligned}$$

Тогда результирующая вероятность успешного функционирования СЭС

$$P = 1 - (1 - P_I) (1 - P_{II}) (1 - P_{III}) (1 - P_{IV}).$$

Вероятность Q неуспешного функционирования СЭС находится как

$$Q = 1 - P = (1 - P_I) (1 - P_{II}) (1 - P_{III}) (1 - P_{IV}).$$

В.5 Общая характеристика моделей прогнозирования эксплуатационной безотказности радиоэлектронных средств

Значения эксплуатационной интенсивности отказов λ_{Σ} большинства групп элементов (компонентов) рассчитываются по математической модели

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{\Sigma} \prod_{i=1}^m K_i,$$

где λ_{Σ} – базовая интенсивность отказов элементов данной группы;

K_i – коэффициенты, учитывающие изменения эксплуатационной интенсивности отказов в зависимости от различных факторов;

m – число учитываемых факторов.

Для отдельных групп сложных электрорадиоизделий (ЭРИ), суммарный поток отказов которых складывается из независимых потоков отказов составных частей ЭРИ (например электромагнитной катушки и контактной системы реле), математическая модель расчёта эксплуатационной интенсивности отказов имеет вид

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{\Sigma} \lambda_{\Sigma} = \lambda_{\Sigma 1} \prod_{i=1}^{m_1} K_i^{(1)} + \dots + \lambda_{\Sigma n} \prod_{i=1}^{m_n} K_i^{(n)},$$

где $\lambda_{\Sigma j}$ – исходная (базовая) интенсивность отказов j -й части изделия,

$$j = 1, \dots, n;$$

n – количество составных частей изделия;

$K_i^{(j)}$ – коэффициент, учитывающий влияние i -го фактора для j -й части изделия; $i = 1, \dots, m; j = 1, \dots, n;$

m_j – количество факторов, учитываемых для i -й части изделия.

В формуле для λ_{Σ} принято во внимание, что разные части (компоненты) ЭРИ могут иметь различные значения коэффициентов, учитывающих влияние одного и того же фактора, в частности уровень качества изготовления в условиях производства (вид приёмки). Например, электромагнитная катушка реле может изготавливаться с уровнем качества, определяемым приёмкой «1», на одном предприятии, а контактная система и сборка реле в целом могут выполняться с приёмкой «3» на другом предприятии.

Конкретная запись моделей для элементов зависит также от конструктивных особенностей элемента и количества задействованных частей (например, контактов в случае коммутационных изделий или соединителей). Индивидуальные (для компонентов) составляющие интенсивности отказов λ_b , называемые базовыми интенсивностями отказов, могут быть взяты из справочников или подсчитаны по моделям, приводимым в соответствующих разделах учебного пособия.

В таблице 4.1 приводятся математические модели, рекомендуемые для расчёта (прогнозирования) значений λ_{Σ} типовых элементов РЭС производства стран СНГ. При систематизации этих моделей в основу были положены справочники по надёжности, разработанные в России [40, 41].

Уточнение моделей было сделано на основе анализа и систематизации руководств военных справочников и стандартов США, Франции и Китая [42–44]. Пояснение величин, входящих в математические модели, даётся в таблице В.2.

Таблица В.2 – Математические модели определения значений λ_3 для элементов производства стран СНГ

Класс (группа) элементов	Вид математической модели
Интегральные микросхемы (типовой электрический режим работы)	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_{ИС} K_{корп} K_V K_3 K_{П}$
Интегральные микросхемы, работающие в облегченных электрических режимах	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{ИС} K_{корп} K_V K_3 K_{П}$
Диоды, кроме стабилитронов. Диодные сборки	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{Ф} K_{Д} K_U K_3 K_{П}$
Стабилитроны	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_3 K_{П}$
Транзисторы биполярные, транзисторные сборки	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{Ф} K_{Д} K_U K_3 K_{П}$
Транзисторы полевые	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{Ф} K_3 K_{П}$
Тиристоры	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{Д} K_3 K_{П}$
Диоды СВЧ	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{Д} K_3 K_{П}$
Транзисторы биполярные мощные СВЧ	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_{F} K_{Ф} K_3 K_{П}$
Оптоэлектронные элементы (светодиоды, оптопары)	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_3 K_{П}$
Микросхемы оптоэлектронные (типовой электрический режим работы)	$\lambda_3 = \lambda_B K_3 K_{П}$
Конденсаторы неполярные, оксидно-электролитические, кроме импульсных	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_C K_3 K_{П}$
Оксидно-электролитические импульсные	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_C K_3 K_{П}$
Резисторы постоянные: металлодиэлектрические металлизированные, композиционные	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_R K_M K_{\Delta} K_3 K_{П}$ $\lambda_3 = \lambda_B K_P K_R K_3 K_{П}$
Резисторы переменные: проволочные	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_R K_3 K_{П}$
непроволочные	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_R K_U K_3 K_{П}$
Терморезисторы	$\lambda_3 = \lambda_B K_3$
Элементы коммутации (переключатели, тумблеры, кнопки и т.п.)	$\lambda_3 = (\lambda_B^{(К.И)} K_K K_{F+} \lambda_B^{(ВКП)} N F) K_P K_3 K_{П}$
Соединители (разъемы): низкочастотные	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_K K_n K_3 K_{П}$
радиочастотные	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_K K_n K_3 K_{П}$

Продолжение таблицы В.2

Класс (группа) элементов	Вид математической модели
Индикаторы	
полупроводниковые	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{\Sigma} K_{\Pi}$
вакуумные люминесцентные	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_{\Sigma} K_{\Pi}$
другие индикаторы, ЭЛТ, кинескопы и т.п.	$\lambda_3 = \lambda_B K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Трансформаторы	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Дроссели, катушки индуктивности	$\lambda_3 = \lambda_B K_P K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Реле электромагнитные общего назначения	$\lambda_3 = (\lambda_B^{(L)} K_P^{(L)} K_I K_{\Pi}^{(L)} + \lambda_B^{(ком)} F K_P K_I K_{\Pi}) K_{\Sigma}$
Реле и автоматы защиты	
Прочие элементы и компоненты	
Резонаторы пьезоэлектрические	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Предохранители	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Платы со сквозными металлизированными отверстиями (пайки отверстий)	$\lambda_3 = \lambda_B [N_1 K_{сл} + N_2 (K_{сл} + 13)] K_I K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Соединения, в том числе пайкой ²	$\lambda_3 = \lambda_B K_I K_{\Sigma} K_{\Pi}$
Электрические лампочки	$\lambda_3 = \lambda_B K_{\Sigma} K_{\Pi}$, принимается $K_{\Sigma} = 1$
Кабели, шнуры, монтажные провода	$\lambda_3 = \lambda_B L K_I K_{\Sigma} K_{\Pi}$

Примечания: ¹Значения коэффициентов K_{Σ} и K_{Π} приводятся в таблицах источников [42–44].

² Модель распространяется на любые соединения (пайки), используемые во всех платах (узлах), кроме соединений (паек) в платах с металлизированными отверстиями. Все виды паяк сквозных металлизированных отверстий следует учитывать в модели расчёта эксплуатационной интенсивности отказов плат с металлизированными отверстиями.

Таблица В.3 – Пояснения величин, входящих в математические модели

Параметр	Пояснение
Составляющие, входящие для всех видов	
λ_B	Базовая интенсивность отказов элементов данной группы (или конкретного типа), отвечающая температуре окружающей среды +25 °С и номинальной электрической нагрузке, т. е. значению коэффициента электрической нагрузки $K_H = 1$
K_P	Коэффициент режима работы, зависящий от электрической нагрузки (коэффициента K_H) и температуры корпуса элемента
K_I	Коэффициент, зависящий от температуры корпуса элемента (компонента)
K_{Σ}	Коэффициент эксплуатации, зависящий от жёсткости условий эксплуатации РЭУ

Продолжение таблицы В.3

K_{Π}	Коэффициент приёма, учитывающий степень жёсткости требований к контролю качества и правила приёма элементов (компонентов РЭУ) в условиях производства
Составляющие, входящие в модели для интегральных микросхем (ИМС)	
$K_{\text{ИС}}$	Коэффициент, учитывающий количество элементов в ИМС или бит (для ИМС памяти)
$K_{\text{корп}}$	Коэффициент, учитывающий тип корпуса
K_V	Коэффициент, учитывающий напряжение питания для КМОП ИМС
Составляющие, входящие в модели для полупроводниковых приборов	
K_{Φ}	Коэффициент, учитывающий функциональный режим работы прибора
K_D	Коэффициент, зависящий от значения максимально допустимой по ТУ нагрузки по мощности (или току)
K_U	Коэффициент, зависящий от отношения рабочего напряжения к максимально допустимому по ТУ (коэффициента нагрузки по напряжению)
Составляющие, входящие в модели для конденсаторов	
K_C	Коэффициент, зависящий от значения номинальной ёмкости
Составляющие, входящие в модели для резисторов	
K_R	Коэффициент, зависящий от значения номинального сопротивления
K_M	Коэффициент, зависящий от значения номинальной мощности (для металлодиэлектрических резисторов)
$K_{\text{доп}}$	Коэффициент, зависящий от значения допуска на сопротивление (для металлодиэлектрических резисторов)
K_U	Коэффициент, зависящий от отношения значения рабочего напряжения $U_{\text{раб}}$ на резисторе к максимально допустимому напряжению по ТУ ($U_{\text{ТУ}}$); $U_{\text{раб}} = (P_{\text{раб}} R)^{0,5}$, где $P_{\text{раб}}$ – рабочая мощность, Вт; R – сопротивление, Ом
Составляющие, входящие в модели для изделий коммутации и соединителей	
K_K	Коэффициент, зависящий от количества задействованных контактов
K_n	Коэффициент, зависящий от количества сочленений-расчленений n (соединители)
t_{Π}	Температура перегрева контактов по ТУ при максимальной токовой нагрузке. Используется для выбора коэффициента K_K
K_F	Коэффициент, учитывающий число коммутаций в час
$\lambda_{\text{Б}}^{(\text{к.и})}$	Базовая интенсивность отказов коммуникационного изделия в целом, 1/ч
$\lambda_{\text{Б}}^{(\text{вкл})}$	Дополнительная интенсивность отказов, приходящаяся на одно включение при работе коммуникационного изделия в составе РЭУ, 1/вкл.
L	Верхний индекс, означающий, что соответствующие величины относятся к электромагнитной катушке реле
$\lambda_{\text{Б}}^{(\text{ком})}$	Интенсивность отказов реле, приходящаяся на одну коммутацию
F	Средняя частота переключений или коммутации изделия в час в РЭУ
N	Количество активных контактов (контактирующих точек)

Продолжение таблицы В.3

Составляющие, входящие в модели для печатных плат с металлизированными сквозными отверстиями	
λ_B	Базовая интенсивность отказов межсоединений в зависимости от технологии
$K_{сл}$	Коэффициент, учитывающий количество слоёв n в плате
N_1	Количество сквозных отверстий, пропаянных способом «пайка волной»
N_2	Количество сквозных отверстий, пропаянных ручным способом
Составляющие, входящие в модели для шнуров, кабелей, монтажных проводов	
L	Длина кабельного изделия в РЭУ, м
K_T	Коэффициент, зависящий от рабочей температуры, материала, конструкции изоляции и оболочки
λ_B	Базовая интенсивность отказов кабельных изделий при температуре +25 °С, 1/ч · м (таблица В.4)
Составляющие, входящие в модели для соединений	
λ_B	Базовая интенсивность отказов соединения (таблица В.4)

Коэффициент приёмки КП корректирует справочные данные о безотказности с учётом уровня качества изготовления используемых элементов (компонентов). Корректировка выполняется относительно того уровня, для которого приводятся справочные данные об интенсивности отказов элемента. В качестве такого уровня качества в справочниках, разрабатываемых Министерством обороны бывшего СССР, а затем России выбрана приёмка «5» – общее военное применение (ОВП, ВП) [45].

В таблице В.4 приводятся базовые интенсивности отказов (λ_B) групп элементов (компонентов) РЭС, соответствующие приёмке «5» (приёмке ОВП), для которой коэффициент приёмки $K_{П} = 1,0$. Пересчёт значений λ_B применительно к другим видам приёмки выполняется с использованием значений $K_{П}$.

Таблица В.4 – Базовые интенсивности отказов групп элементов и компонентов

Группы элементов	$\lambda_B, \cdot 10^{-6} 1/ч$
1. Интегральные микросхемы (ИМС)	
Полупроводниковые цифровые: логические, арифметические, микропроцессоры и микропроцессорные комплекты, регистры сдвига и др. оперативные запоминающие устройства (ОЗУ) постоянные запоминающие устройства (ПЗУ, ППЗУ, РПЗУ)	0,023
	0,030
	0,018
Полупроводниковые аналоговые	0,028
Гибридные ИМС	0,043
2. Полупроводниковые приборы (ППП)	
Диоды выпрямительные	0,091
Столбы (мосты) выпрямительные	0,21
Диоды импульсные	0,025
Варикапы подстроечные	0,022

Продолжение таблицы В.4

Стабилитроны	0,0041
Транзисторы биполярные кремниевые, кроме СВЧ	0,044
Транзисторы полевые: кремниевые арсенидогаллиевые	0,065 0,578
Тиристоры кремниевые	0,2
Диоды СВЧ: кремниевые (кроме умножительных и настроечных) кремниевые умножительные и настроечные арсенидогаллиевые	0,162 1,61 0,21
Транзисторы СВЧ малой и средней мощности	0,064
Транзисторы СВЧ большой мощности	0,18
3. Оптоэлектронные полупроводниковые приборы	
Фотодиоды на основе кремния	0,185
Фототранзисторы	0,15
Фоторезисторы на основе <i>PbS</i>	1,8
Диоды излучающие инфракрасного и видимого диапазона (светодиоды)	0,34
Оптопары диодные, транзисторные	0,051
Оптопары тиристорные, резисторные, микросхемы оптоэлектронные	0,19
4. Знакосинтезирующие индикаторы	
Индикаторы полупроводниковые ¹ : буквенно-цифровые дисплей с диодной матрицей	0,42 0,21
Индикаторы вакуумные люминесцентные: цифровые буквенно-цифровые	0,83 0,69
Индикаторы вакуумные накаливаемые цифровые	0,31
Индикаторы газоразрядные: цифровые буквенно-цифровые	0,79 2,25
Индикаторы жидкокристаллические цифровые многоразрядные	0,88
5. Конденсаторы	
слюдяные керамические бумажные и металлобумажные с органическим синтетическим диэлектриком электролитические алюминиевые	0,04 0,022 0,019 0,028 0,173

Продолжение таблицы В.4

6. Резисторы	
Резисторы постоянные непроволочные: металлодиэлектрические, металлизированные композиционные	0,044 0,034
Резисторы переменные: непроволочные проволочные	0,179 0,183
Терморезисторы	0,007
7. Элементы коммутации ²	
Переключатели галетные	0,058 / 0,0027 (1/вкл.)
Тумблеры	0,1 / 0,0064 (1/вкл.)
Кнопки, кнопочные переключатели	0,16 / 0,009 (1/вкл.)
Микропереключатели	0,045/0,0019 (1/вкл.)
Переключатели на базе герконов	0,13 / 0,005 (1/вкл.)
Контакты магнитоуправляемые: замыкающего типа переключающего типа	0,0007 (1/сраб.) 0,018 (1/сраб.)
8. Соединители (разъёмы):	
низкочастотные прямоугольные для печатного монтажа	0,0041
низкочастотные для объёмного монтажа	0,0104
радиочастотные с полиэтиленовой изоляцией	0,015
9. Прочие элементы и компоненты	
Трансформаторы: питания преобразователей напряжения согласующие, импульсные и др.	0,0035 0,0072 0,0019
Электронно-лучевые трубки: осциллографические, индикаторные кинескопы монохромные кинескопы цветные	1,67 1,1 13,17
Дроссели	0,033
Катушки индуктивности	0,01
Реле электромагнитные общего назначения ³	0,0304 (1/ком.)
Пьезоэлектрические приборы (кварцевые резонаторы, датчики, фильтры)	0,026
Линии задержки	0,04
Предохранители	0,011
Держатели предохранителей	0,003
Индикаторные электрические лампочки при минимальной продолжительности горения T_{\min} , указываемой в ТУ: при переменном напряжении до 12 В при постоянном напряжении до 12 В при переменном напряжении 200...240 В	1,8 5,4 77,8

Продолжение таблицы В.4

Соединения (значения базовой интенсивности отказов): ручная пайка без накрутки ручная пайка с накруткой пайка волной обжимка (опрессовка) клеммный блок (узел)	0,0013 0,00007 0,000069 0,00012 0,062
Пайки сквозных металлизированных отверстий в платах с металлизированными отверстиями (значения базовой интенсивности отказов в зависимости от технологии межсоединений): печатный монтаж монтаж дискретными проводниками	0,000017 0,00011
Кабели, шнуры, провода монтажные (значения базовой интенсивности отказов) ⁴ : кабели (провода) радиочастотные коаксиальные провода монтажные низковольтные обычной теплостойкости шнуры питания гибкие с резиновой изоляцией (без вилок питания)	0,00127 (1/м) 0,0577 (1/м) 0,037 (1/м)

Примечания: 1. Для ИМС базовые интенсивности отказов соответствуют ИС средней степени их интеграции не в пластмассовых корпусах, условиям типовой (средней) электрической нагрузки и температуре окружающей среды $t = +25^\circ \text{C}$.

2. Для ППП, включая полупроводниковые индикаторы, интенсивность отказов соответствует приборам не в пластмассовых (полимерных) корпусах.

¹ Указано значение, приходящееся на один разряд индикатора (диодной матрицы).

² Интенсивность отказов коммутационного изделия в целом (числитель) и дополнительная интенсивность отказов, приходящаяся на одно переключение при работе (знаменатель).

³ Интенсивность отказов, приходящаяся на одну коммутацию (срабатывание).

⁴ Базовая интенсивность отказов, приходящаяся на 1 метр длины.

В.6 Определение рационального расположения источников питания в системе электроснабжения

Проблема оптимизации сложных систем, к которой сводятся многие социально-экономические, технические, организационно-управленческие, комбинаторные задачи и задачи теории игр, становится одной из ведущих в мире искусственного интеллекта. Она часто представима в виде функции цели, которую необходимо оптимизировать (причем функция цели задана не всегда аналитическим путем, а иногда и в виде «черного ящика»), и некоторого набора начальных данных и ограничений на решение. Этому представлению соответствуют и задача о путешествующем коммивояжере,

и задача об оптимальном размещении, и задачи нахождения динамического баланса, и многие другие задачи из соответствующих областей.

Традиционно основой для решения подобного класса задач служили детерминированные алгоритмы, основными из которых выделяются: метод сканирования (слепой поиск), метод поочередного изменения параметров (метод Гаусса-Зейделя), метод градиента, метод наискорейшего спуска и некоторые другие. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, и применение конкретного метода зависит от особенностей задачи, но общей их характеристикой является-то, что последовательность действий алгоритма строго предопределяется сложившейся ситуацией.

Поэтому необходим альтернативный подход - использование эвристических методов и намеренное введение элемента случайности в алгоритм поиска. В этом случае случайность будет служить целям сбора информации о поведении объекта исследования и целям управления. Введение такого случайного поведения дает возможность построить алгоритмы случайного поиска, которые в условиях априорной неопределенности, многопараметричности и большой размерности задачи зачастую превосходят известные регулярные алгоритмы поиска и оптимизации.

Основными достоинствами методов случайного поиска являются [46]:

- повышенное быстродействие;
- высокая надежность и помехоустойчивость;
- высокая работоспособность, т.е. малочувствительность к нерегулярностям поведения целевой функции, структуре множества оптимизации, наличию случайных ошибок при вычислении функции;
- сравнительно простая внутренняя реализация;
- малочувствительность к росту размерности множества оптимизации;
- возможность естественного ввода в процесс поиска операции обучения и самообучения;
- в рамках известных схем случайного поиска легко строятся новые алгоритмы, реализующие различные эвристические процедуры адаптации.

Для определенности будем полагать, что задачей алгоритма оптимизации является минимизация функции качества. Грубый случайный поиск (метод Монте-Карло) Это самый простой и в то же время самый известный алгоритм случайного поиска, состоящий из равномерного случайного «бросания» точек в пространство поиска. Основное его достоинство - простота, и в теории глобальной оптимизации этот алгоритм применяется в основном в качестве эталона при теоретическом или численном сравнении алгоритмов и в качестве составной части некоторых алгоритмов глобального случайного поиска.

Целью является оптимальное размещение единичного источника питания на территории некоторого промышленного объекта. В

содержательном плане данная постановка задачи также опосредовано учитывает ограничения генерального плана на выбор местоположения ИП: указывается избыточное число мест возможного размещения ИП (эти точки ищутся на генплане объекта проектирования с учетом площади, отводимой под установку ИП), число таких мест может быть достаточно большим, как правило, эти точки должны покрывать всю площадь проектируемого объекта. Эта, более общая, задача состоит из следующего ряда подзадач:

- выбор типоразмеров источников питания из предложенного типового ряда;
- выбор местоположения отдельных источников питания;
- рациональное закрепление потребителей электрической мощности за источниками питания.

Основным предметом рассмотрения настоящей статьи будет формализация задачи оптимального размещения источников питания в распределительной электрической сети и решение этой задачи методами случайного поиска.

Как показали исследования, при системном подходе к решению задач оптимизации предпочтение следует отдать случайному поиску. Случайный поиск включает методы решения оптимизационных задач, которые не требуют знаний о направлении наибольшего убывания (возрастания) целевой функции. В наиболее общем случае алгоритмы случайного поиска определяют совокупность точек вокруг наиболее оптимальной точки i -ой итерации, если в одной из рассматриваемых точек целевая функция меньше чем в текущей, то эта точка становится основной для поиска на $(i + 1)$ -й итерации. Применяемые алгоритмы позволяют решать оптимизационные задачи с не дифференцируемыми, стохастическими и прерывистыми целевыми функциями. Вследствие самого принципа действия алгоритмы прямого поиска наиболее эффективны при поиске глобальных экстремумов для сложных систем.

Исходными данными для расчета являются:

- карта-схема расположения потребителей (рисунок В.19);
- координаты точек расположения потребителей (таблица В.5);
- сведения об источнике питания.

По критерию минимальной суммарной длины трасс ЛЭП с учетом ограничения места на установку источника питания целевая функция будет иметь вид:

$$L = \sum_{i=1}^n l_k$$

где L – сумма длины дуг сети; l_k – длина дуги k , выходящей из точки i и приходящей в точку j ; n – число дуг.

Необходимо с помощью метода Монте-Карло найти такое положение источника питания при котором суммарная длина трасс линий

электропередач от источника питания до потребителей имела минимальную длину.

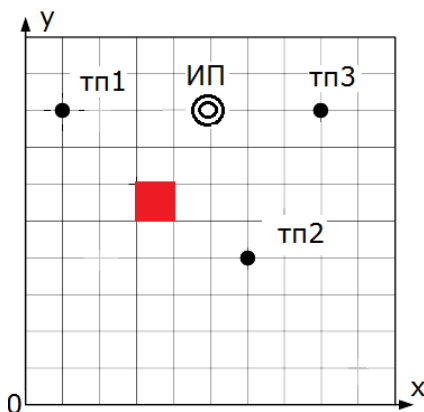


Рисунок В.19 – Карта–схема расположения потребителей (исходный вариант): ИП – источник питания; ТП – трансформаторные подстанции нетяговых и нетранспортных потребителей; координаты заданы в относительных единицах

Таблица В.5 – Координаты точек расположения потребителей, в о.е.

Наименование потребителя	x	y
ИП	-	-
ТП1	0,1	0,8
ТП2	0,6	0,4
ТП3	0,8	0,8

Расстояния могут быть определены прямыми измерениями или на основании координат подстанций (табл. 1) по формуле:

$$L = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$$

где x_i, x_j, y_i, y_j – соответственно координаты источника питания и потребителя.

Проводим N -ое количество итераций и вычисляем случайным образом координаты источника питания (пример расчета приведен в таблице В.6). Введем ограничение с координатами ($x_1 = 0,3, x_2 = 0,4$ и $y_1 = 0,5, y_2 = 0,6$). Если координаты источника питания попадают в область ограничения, то их значения приравниваем к нулю.

Пример расчетных значений приведен в таблице В.7. Расстояния обозначаем как «0» – источник питания, «1» – потребитель ТП1 и т.д. Например, r_{0-1} расстояние от ИП по ТП1.

При 20 итерациях наиболее выгодный вариант по суммарной длине трасс с координатами $X_{ип} = 0,5612, Y_{ип} = 0,6223$. Результаты представлены на рисунке В.20.

Таблица В.6 – Координаты расположения ИП

Номер итерации	ИП	
	x	y
1	0	0,723243244
2	0,951426066	0,374455947
3	0,058153827	0,678775793
4	0,216790955	0,909058718
5	0,929996164	0,945863904
6	0	0,167937335
7	0,546871991	0,249948613
8	0,464820573	0,893644453
9	0,630991213	0,61887861
10	0,708430385	0,742882168
11	0,509286602	0,921710066
.....
526	0,041110068	0,481597812

Таблица В.6 – Результаты по минимуму длины

Номер итерации	Расстояния			Суммарная длина	Минимум длины
	r ₀₋₁	r ₀₋₂	r ₀₋₃		
1	0,622059	0,059185	0,498098	1,179341	1,017485
2	0,72334	0,203879	0,650779	1,577998	
3	0,593743	0,526881	0,169135	1,289758	
4	0,081957	0,712526	0,781103	1,575586	
5	0,411132	0,322749	0,639501	1,373383	
6	0	0	0	0	
7	0	0	0	0	
8	0,598683	0,529314	0,167127	1,295124	
9	1,008158	0,379887	0,718251	2,106296	
10	0,757821	0,125494	0,528561	1,411876	
11	0,202841	0,44151	0,532162	1,176513	
12	0,175574	0,507148	0,524842	1,207564	
...	
526	0,626435	0,474349	0,877408	1,978192	

Годовое электропотребление трансформаторными подстанциями представлено в таблице В.7.

Таблица В.7 – Годовое электропотребление подстанциями

№	Наименование ТП	Коэффициент максимума K_m	$P_{р\text{ вн}}$, кВт	$P_{ср\text{ вн}}$, кВт	T , ч	W , тыс. кВт·ч
1	ТП1	1,82	2322	1277,1	8760	11187,40
2	ТП2	1,82	1819	1000,45	8760	8763,94
3	ТП3	1,60	1418	886,25	8760	7763,55
	Итого					27714,89

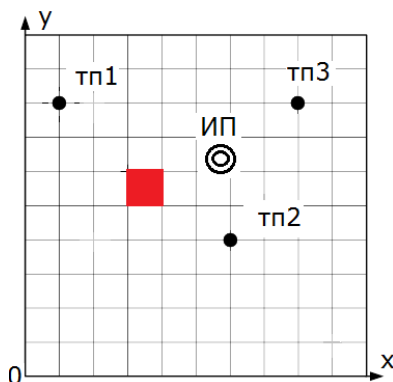


Рисунок В.20 – Карта–схема расположения потребителей (после оптимизации): ИП – источник питания; ТП – трансформаторные подстанции нетяговых и нетранспортных потребителей; координаты заданы в относительных единицах (красным обозначена область ограничения расположения ТП и ИП)

Результаты сравнения исходного варианта сети и варианта после оптимизации представлены в таблицах В.8 и В.9.

Таблица В.8 – Потери электроэнергии исходный вариант

№	ЛЭП	$R, \text{ Ом}$	$P_{р.вн.}, \text{ кВт}$	$Q_{р.вн.}, \text{ кВт}$	$S_{р.вн.}, \text{ кВт}$	$I_p, \text{ А}$	K_m	$I_{ср}, \text{ А}$	K_ϕ	$\Delta W, \text{ тыс кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W, \%$
1	ИП-ТП1	0,24	6374	3095	7086	390	1,95	199,9	1,19	351,39	
2	ИП-ТП2	0,87	1819	915	2037	112	1,82	61,68	1,13	110,1	
3	ИП-ТП3	0,14	7895	3690	8715	479	1,95	245,9	1,19	324,68	
	Итого									786,17	2,83

Таблица В.9 – Потери электроэнергии после оптимизации

№	ЛЭП	$R, \text{ Ом}$	$P_{р.вн.}, \text{ кВт}$	$Q_{р.вн.}, \text{ кВт}$	$S_{р.вн.}, \text{ кВт}$	$I_p, \text{ А}$	K_m	$I_{ср}, \text{ А}$	K_ϕ	$\Delta W, \text{ тыс кВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta W, \%$
1	ИП-ТП1	0,36	4358	1763	4701	258	1,78	145	1,12	253,4	
2	ИП-ТП2	0,56	1819	915	2037	112	1,9	58	1,19	71,85	
3	ИП-ТП3	0,46	2632	1011	2820	155	1,62	95	1,13	142,9	
	Итого									468,2	1,68

Несмотря на произвольность выбора пробной точки, алгоритм случайного поиска позволяет последовательно приближаться к экстремальной области. Энергетически эффективным оказался вариант после проведения оптимизации размещения источника питания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 **Мамошин, Р.Р.** Электроснабжение электрифицированных железных дорог./ Мамошин Р.Р., Зимакова А.Н./ – М.: Транспорт, 1985. – 295 с.
- 2 **Марквардт, К. Г.** Электроснабжение электрифицированных железных дорог. / Марквардт К. Г. – М.: Транспорт, 1982. – 538 с.
- 3 **Дмитренко, И.Е.** Техническая диагностика и автоконтроль систем железнодорожной автоматики и телемеханики. 2-е изд., перераб. доп. /Дмитренко И.Е. - М.: Транспорт, 1986. – 144 с.
- 4 **Дробов, А.В.** Влияние отклонений напряжения и несимметрии на рабочие и надежность характеристики электрооборудования нетяговых железнодорожных потребителей/А.В. Дробов, В. Н. Галушко, И. С. Евдасев // Энергетика и ТЭК. – 2018. – № 3. – С. 22–25.
- 5 ТКП 339-2011 (02230) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний.
- 6 ТКП 181-2009 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.
- 7 **Верзаков, К.Ф.** Введение в техническую диагностику. /Верзаков К.Ф.,[и др.] – М.: Энергия, 1968. – 224 с.
- 8 **Дмитренко, И.Е.** Математическая модель объекта диагноза. /Дмитренко И.Е., Марон А.И. –Тр. ВЗИИТ, – 1979 – 197 с.
- 9 **Пахроменко, П.П.** О задачах технической диагностики. Кн. 1, /Пахроменко П. П. – М.: Энергия, 1976. – 242 с.
- 10 **Рузавин, Г.И.** Научная теория: Логико-методол. анализ. / Рузавин Г.И.М.: Мысль, 1974 – 247 с.
- 11 **Лабунский, Л.С.** Ресурсосбережение в электроснабжении нетяговых потребителей / Лабунский Л.С., Козменков О.Н.// Проблемы и перспективы развития транспортных систем и строительного комплекса: Тезисы докладов международной научно-технической конференции. Часть 2. Гомель: БелГУТ, 2003. – 176 с.
- 12 **Козменков, О.Н.** Задачи моделирования подключения дополнительных потребителей к существующей системе электроснабжения нетяговых потребителей / Козменков О.Н. // Межвузовский сборник научных трудов студентов, аспирантов и молодых учёных / Выпуск 5. Самара, 2004. – с. 140.
- 13 **Нетушил, А. В.** Основы электротехники, ч. III. / Нетушил А. В.Поливанов К. М. - М.: Энергия, 1956 - 345 с.
- 14 **Атабеков, Г.И.** Основы теории цепей. / Атабеков Г.И. М.: Энергия, 1969. – 424 с.

15 **Тер-Оганов, Э. В.** Применение имитационного моделирования для расчета и анализа работы системы тягового электроснабжения: учеб. пособие / Э. В. Тер-Оганов. – Екатеринбург: Уральский энергетический ин-т инженеров транспорта, 1993. – с. 56.

16 **Кемельмахер, Л.Г.** Средства и системы управления в энергетике. Вып.10. / Кемельмахер Л.Г. [и др.] // – М.: Информэнерго, 1987. с. – 58.

17 **Лабунский, Л.С.** Повышение оперативности управления подстанциями сетевых районов крупных железнодорожных станций / Лабунский Л.С. // Матер, междунауч.-технич. конф. / Проблемы транспортного строительства и транспорта. Саратов: СГТУ, 1997. – с. 65–73.

18 **Турчак, Л.И.** Основы численных методов / Турчак Л.И., Плотников П.В. – М.: Физматлит, 2003. – 300 с.

19 **Марквардт, Г. Г.** Исходные положения по созданию математической модели процесса работы устройств энергоснабжения электрических железных дорог / Марквардт Г. Г. – М.: ВЗИИТ, 1969. вып. 37, 46 – 52 с.

20 **Галушко, В. Н.** Надежность электроустановок, энергетических систем и радиоэлектронных средств : учеб.-метод. пособие / В. Н. Галушко, С. Г. Додолев, А. В. Дробов; М-во образования Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп.– Гомель : БелГУТ, 2016. – 228 с.

21 ТКП 460-2012 (02230) Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом).

22 **Фурсанов, М.И.** Методология и практика определения и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02 / М.И. Фурсанов; Бел. национальный техн. ун-т. - Минск, 2002. – 31 с.

23 **Фурсанов, М.И.** Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М. И. Фурсанов. – Мн.: Тэхналопя, 2000. – 247 с.

24 **Жаднов, В. В.** Современные проблемы автоматизации расчетов надежности / В. В. Жаднов, И. В. Жаднов, С. Н. Полесский // Надежность. – 2007. – № 2 (21). – С. 3–12.

25 **Максимей, И. В.** Имитационное моделирование на ЭВМ / И. В. Максимей. – М. : Радио и связь, 1988. – 232 с.

26 Сертификация и доказательство безопасности систем железнодорожной автоматики / под ред. Вл. В. Сапожникова. – М. : Транспорт, 1997. – 288 с.

27 **Айвазян, С.А.** Прикладная статистика. Основы моделирования и первичная обработка данных / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – Минск: Финансы и статистика, 1983. – 547 с.

28 Электрические сети районов электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта [Текст] : учебное пособие / А.В. Крюков. – Иркутск : ИрГУПС, 2008. – 55с.

29 **Федоров А. А., Ристхейн Э. М.,** Электроснабжение промышленных предприятий : Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1981. – 360 с.

30 **Фокин Ю. А.** Надежность и эффективность сетей электрических систем/ Ю. А. Фокин. – М. : Высш.шк. 1989. – 149 с.

31 **Капур, К.** Надежность и проектирование систем / К. Капур, Л. Ламберсон. – М. : Мир, 1980. – 606 с.

32 **Калявин, В.П.** Надежность и диагностика элементов электроустановок: учеб. пособие для вузов/В.П. Калявин, Л.М. Рыбаков. – СПб.: Элмор, 2009. – 331 с.

33 **Галушко, В. Н.** Надежность электроустановок, энергетических систем и радиоэлектронных средств / В. Н. Галушко, С. Г. Додолев, А. В. Дробов. – Гомель : БелГУТ, 2016. – 154 с.

34 **Папков, Б. В.** Надежность и эффективность электроснабжения : учеб. пособие / Б. В. Папков, Д. Ю. Пашали. – Уфа : Уфимс. гос. авиац. техн. ун-т, 2005. – 380 с.

35 Задачи и модели исследования операций. Ч.3. Технология имитации на ЭВМ и принятие решений: учебное пособие / И.В. Максмей [и др.]. – Гомель: БелГУТ, 1999. – 150 с.

36 **Галушко, В. Н.** Математические модели в транспортных системах : учеб.-метод. пособие / В. Н. Галушко ; М-во трансп. и коммуникаций Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель : БелГУТ, 2015. – 154 с.

37 **Дробов, А. В.** Имитационная модель оценки параметров надежности электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / А.В. Дробов, В. Н. Галушко, И. С. Евдасев // Энергетика и ТЭК. – 2017. – № 2 (167). – С. 16–18.

38 **Карпов, В. В.** Основы теории надежности систем электроснабжения / В. В. Карпов [и др.]. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2003. – 72 с.

39 **Конюхова, Е. А.** Надежность электроснабжения промышленных предприятий / Е. А. Конюхова, Э. А. Киреева. – М. : НТФ "Энергопрогресс", 2001. – 92 с.

40 Надежность электрорадиоизделий, 2002 : справочник / С. Ф. Прытков [и др.]. – М. : ФГУП «22 ЦНИИ МО РФ», 2004. – 574 с.

41 Надежность электрорадиоизделий, 2006 : справочник / С. Ф. Прытков [и др.]. – М. : ФГУП «22 ЦНИИ МО РФ», 2008. – 641 с.

42 Reliability prediction of electronic equipment : Military Handbook MIL-HDBK-217F. – Washington : Department of defense DC 20301, 1995. – 205 p.

43 A universal model for reliability prediction of Electronics components, PCBs and equipment. RDF 2000 : reliability data handbook / Paris : UTE C 80-810. 2000. – 99 p.

44 Reliability Prediction Model for Electronic Equipment : The Chinese Military/Commercial Standard GJB/z 299B. – Yuntong Forever Sci.-тек. Co. Ltd. China 299B.

45 **Ануфриев, Д. М.** Конструкционные методы повышения надёжности интегральных схем / Д. М. Ануфриев, М. И. Горлов, А. П. Достанко. – Минск : Интеграл-полиграф, 2007. – 264 с.

46 **Растрин, Л.А.** Статистические методы поиска: учеб. пособие / Л.А. Растрин. – М.: Наука, 1968. – 376 с.

47 **Галушко, В.Н.** Повышение эффективности использования электрической энергии с помощью программных средств электрических расчетов и анализа надежности / Галушко В.Н., Бахур С.И., Дробов А.В., Горбач А.И. // Вестник Белорусского государственного университета транспорта: Наука и транспорт. – 2016. – № 2 (33). – С. 116–119.

48 **Дробов, А.В.** Имитационная модель оценки параметров надежности электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / Дробов А.В., Галушко В. Н., Евдасев И. С. // Энергетика и ТЭК. – 2017. – № 2 (167). – С. 16–18.

49 **Дробов, А.В.** Определение энергетической эффективности электрооборудования нетяговых железнодорожных потребителей с помощью имитационного моделирования при проектировании / Дробов А.В., Галушко В. Н., Евдасев И. С. // Вестник ГГТУ имени П. О. Сухого. – 2017. – № 2. – С. 95–105.

50 **Галушко, В.Н.** Анализ влияния различных факторов на рабочие характеристики асинхронного двигателя / Галушко В. Н., Раков Д. Н., Могила В. С., Дробов А. В. // Вестник Белорусского государственного университета транспорта: Наука и транспорт. – 2017. – № 7 (34). – С. 10–13.

51 **Евдасев, И. С.** Моделирование системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / Евдасев И. С., Галушко В.Н., Дробов А.В. // Вестник Белорусского государственного университета транспорта: Наука и транспорт. – 2017. – № 2 (35). – С. 33–37.

52 **Дробов, А.В.** Имитационное моделирование систем электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта / Дробов А. В., Галушко В. Н. // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 2. – С. 43–46.

53 **Дробов, А.В.** Влияние отклонений напряжения и несимметрии на рабочие и надежность характеристики электрооборудования нетяговых железнодорожных потребителей / Дробов А.В., Галушко В. Н. // Энергетика и ТЭК. – 2018. – № 3. – С. 22–25.

54 **Дробов, А.В.** Программный комплекс анализа надежности систем электроснабжения железнодорожной отрасли / Галушко В.Н., Дробов А.В., Музок А.П. // Вестник Белорусского государственного университета транспорта: Наука и транспорт. – 2018. – № 2 (37). – С. 8–14.

55 **Дробов, А.В.** Применение аналитического программирования и имитационного моделирования для повышения надежности электроснабжения потребителей железнодорожной отрасли / Дробов А.В., Галушко В. Н. // Агротехника и энергообеспечение. – 2018. – № 3 (20). – С. 21–37.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЗОР ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ И АНАЛИТИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА.....	6
1.1 Особенности электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей	6
1.2 Основные требования, предъявляемые к системам электроснабжения.....	8
1.3 Основные проблемы в системе электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей.....	12
1.4 Анализ расхода электроэнергии нетяговыми потребителями.....	17
1.5 Анализ существующих методов расчёта токовой нагрузки для распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей.....	19
1.6 Анализ существующих систем расчёта токовой нагрузки для распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей.....	22
1.7 Причины и характер повреждений основных элементов систем электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей.....	28
1.8 Основные выводы по совершенствованию расчетов систем электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей.....	32
2 МЕТОД ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	33
2.1 Этапы разработки программы расчета системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта.....	36
2.2 Этапы разработки программы расчета электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки железнодорожных участков.....	40
2.3 Этапы разработки программы расчета показателей надежности системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта.....	44
2.3.1 Этапы разработки аналитической программы расчета показателей надежности системы электроснабжения.....	44
2.3.2 Этапы разработки имитационной программы расчета показателей	

надежности системы электроснабжения.....	47
2.4 Алгоритм определения рационального варианта системы электроснабжения	49
2.5 Выводы.....	51
3 ФОРМАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	52
3.1 Реализация имитационной модели электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта.....	52
3.2 Реализация имитационной модели электроснабжения электросетей продольного электроснабжения и линий автоматической блокировки.....	61
3.3 Реализация имитационной модели надежности системы электроснабжения нетяговых железнодорожных потребителей.....	66
3.4 Верификация имитационной модели.....	72
3.5 Статистическая проверка адекватности.....	76
3.6 Верификация имитационной модели.....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	81
А.1 Особенности аналитического расчета надежности схем электроснабжения	81
А.2 Пример аналитического моделирования параметров надежности системы электроснабжения железнодорожного узла дистанции электроснабжения.....	90
А.3 Повышение надежности работы электрооборудования, релейной защиты и автоматики.....	99
А.4 Влияние качества электроэнергии на надежность систем электроснабжения	104
А.5 Влияние различных факторов на работу асинхронных приводов.....	108
А.6 Расчет комплектов запасных частей.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Практические рекомендации по повышению надежности систем электроснабжения.....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ В Аналитические методы анализа надежности.....	128
В.1 Последовательное и параллельное соединения элементов систем электроснабжения.....	128
В.2 Виды резервирования элементов систем электроснабжения.....	132
В.3 Приближенный метод исключения элементов.....	143
В.4 Расчет надёжности систем электроснабжения логико-вероятностным методом.....	145
В.5 Общая характеристика моделей прогнозирования эксплуатационной безотказности радиоэлектронных средств.....	147
В.6 Определение рационального расположения источников питания в системе электроснабжения.....	155
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	161

Научное издание

ГАЛУШКО Виктор Николаевич
ДРОБОВ Андрей Владимирович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Редактор *В. Н. Кучерова*
Технический редактор *В. Н. Кучерова*

Подписано в печать .2021 г. Формат 60x84 1/16
Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать на ризографе.
Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. 10. Тираж 100 экз.
Зак. № . Изд. № .

Издатель и полиграфическое исполнение:
Белорусский государственный университет транспорта.
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий
№ 1/361 от 13.06.2014.
№ 2/104 от 01.04.2014.
№ 3/1583 от 14.11.2017.
Ул. Кирова, 34, 246653, г. Гомель