

На правах рукописи



ПУЗЫРЕВ Евгений Владимирович

**ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЙ И СТОХАСТИЧЕСКИЙ ПОДХОДЫ
В РАСЧЁТАХ И АНАЛИЗЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
ПРИ ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Красноярск 2019

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск.

Научный руководитель

кандидат технических наук, профессор
Герасименко Алексей Алексеевич

Официальные оппоненты

Горюнов Владимир Николаевич

доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный технический университет», кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий», заведующий кафедрой

Беляевский Роман Владимирович

кандидат технических наук, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева», кафедра электроснабжения горных и промышленных предприятий, доцент

Ведущая организация

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

Защита состоится 26 июня 2019 года в 16.00 на заседании диссертационного совета Д 212.099.07, созданного на базе Сибирского федерального университета, по адресу: 666049, г. Красноярск, ул. Ленина, д. 70, ауд. 204.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет» <http://sfu-kras.ru>.

Автореферат разослан « » мая 2019 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета

Сизганова Евгения Юрьевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Важную роль при планировании и анализе режимов работы систем распределения электрической энергии (ЭЭ) и энергосистемы в целом играет совершенствование известных методик и разработка новых, а также развитие различных способов эффективного (с высокой точностью и заданной достоверностью) расчёта основных интегральных характеристик всей совокупности возможных режимов работы (многорежимности) электрических сетей, центральной из которых являются потери ЭЭ.

Непосредственный расчёт и анализ потерь ЭЭ затруднён случайным и неполным (частично неопределённым) характером исходной информации (количественных данных) о нагрузках распределительных электрических сетей (РЭС).

Научно-практический интерес к работам в данной области объясняется тем, что определение потерь ЭЭ является важным аспектом при вычислении допустимых и фактических балансов ЭЭ, оценке нормированной (нормативной) величины потерь ЭЭ, обосновании и установлении региональных тарифов на ЭЭ.

В работе рассматриваются РЭС с номинальным напряжением 6–110 (220) кВ, представляющие наиболее массовую и разветвлённую часть электрических сетей. Потери ЭЭ в них составляют около 78% общей величины технических потерь, из которых 28% приходится на сети 110–220 кВ, 16% – на сети 35 кВ, и 34% – на сети 0,38–10 кВ.

Значительный вклад в исследование и разработку методик, методов и алгоритмов расчёта и планирования потерь ЭЭ в системах передачи и распределения ЭЭ внесли научные и проектные коллективы ВНИИЭ, ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», ВПО «Союзтехэнерго», ИСЭМ СО РАН, НИУ «МЭИ», МГАУ (МИИСП), БНТУ, НГТУ, СевКазГТУ, СФУ, УрФУ-УПИ, ЮРГТУ-НПИ и ряд других организаций, а также такие известные учёные как: Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. С. Бердин, О. Н. Войтов, В. Э. Воротницкий, А. А. Герасименко, И. И. Голуб, В. Н. Горюнов, Ю. С. Железко, В. И. Идельчик, В. Н. Казанцев, Ю. Г. Кононов, В. Г. Курбацкий, А. В. Липес, А. В. Лыкин, В. З. Манусов, И. В. Наумов, А. В. Паздерин, В. Г. Пекелис, Г. Е. Поспелов, А. А. Потребич, А. Г. Русина, Т. В. Савина, Н. М. Сыч, В. А. Тимофеев, Д. Л. Файбисович, М. И. Фурсанов и др.

В настоящее время существует множество методов, алгоритмов и программно-вычислительных средств расчёта и нормирования потерь ЭЭ в РЭС, но вопрос достоверного и точного расчёта потерь не утратил своей актуальности и требует доработки и дополнительного уточнения.

Объект исследования. Распределительные электрические сети, система распределения электрической энергии, система электроснабжения напряжением 6–110 (220) кВ.

Предмет исследования. Потери ЭЭ в РЭС, методы расчёта технических потерь ЭЭ, методы моделирования электрических нагрузок.

Цель исследования. Совершенствование методов расчёта и анализа потерь ЭЭ в распределительных сетях детерминированным и стохастическим способами с учётом фактической эффективности анализа балансов ЭЭ.

В работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ структуры и оценка уровня потерь ЭЭ в электрических сетях Российской Федерации; анализ детерминированных и стохастических методов расчёта по-

ть ЭЭ с целью совершенствования методологии их расчёта.

2. Определение оптимального сочетания детерминированного и вероятностно-статистического алгоритмов расчёта и анализа потерь ЭЭ.

3. Выявление экспериментальной и аналитической зависимости изменения относительной величины потерь ЭЭ от загрузки сети и длительности её ремонтного режима электроснабжения для исходных секционированных схем.

4. Усовершенствование методики и алгоритма определения нормативного значения потерь ЭЭ.

5. Разработка единого программного комплекса, реализующего детерминированный, стохастический и комбинированный подходы к расчёту и анализу потерь ЭЭ.

Основная идея диссертации. Обоснование оптимального сочетания методов расчёта и методик учёта потерь ЭЭ, а также создание, усовершенствование, модернизация и практическая реализация алгоритмов и программно-прикладных версий расчёта потерь ЭЭ детерминированным, вероятностно-статистическим и комбинированным способами.

Методы исследований. Решение поставленных задач достигнуто посредством использования методов теории вероятностей и математической статистики (факторный, корреляционный и регрессионный анализ); численных методов решения систем линейных и нелинейных уравнений; теории эксперимента; метода статистических испытаний (Монте-Карло); пакетов прикладных программ (FORTRAN, DELPHI).

Основные результаты, выносимые на защиту.

1. Оптимальное сочетание детерминированного и стохастического методов при комбинированном расчёте технических потерь ЭЭ.

2. Способ уточнения потерь ЭЭ в ремонтных режимах электроснабжения по результатам расчёта для исходных секционированных РЭС на основе полученного эмпирического выражения в зависимости от загрузки сети и длительности ремонтного режима электроснабжения.

3. Методика и алгоритм определения нормативного значения потерь ЭЭ на основе расчёта технических потерь ЭЭ комбинированным методом высокой эффективности.

4. Методика, алгоритм и программа расчёта технических потерь ЭЭ детерминированным, стохастическим и комбинированным методами.

Научная новизна.

1. Обосновано оптимальное сочетание детерминированного и стохастического подходов в комбинированном алгоритме расчёта технических потерь ЭЭ. Разработан алгоритм и программный модуль для ЭВМ, позволяющий выполнять расчёт средневзвешенного значения потерь ЭЭ с высокой точностью и требуемой общетехнической надёжностью.

2. Предложен способ и расчётное выражение регрессионного типа корректировки потерь ЭЭ в ремонтных режимах электроснабжения на основе расчёта потерь ЭЭ для исходных секционированных РЭС. Методика позволяет оперативно выполнять корректировку потерь электроэнергии в ремонтных режимах сети без необходимости детального отслеживания текущих изменений величины отпуска электроэнергии в сеть, конфигурации и состава сети.

3. Предложена усовершенствованная методика определения нормативного значения потерь ЭЭ, базирующаяся комбинированном расчёте технических потерь ЭЭ. Выполнена программная реализация усовершенствованного алгоритма расчёта нор-

мативного значения потерь ЭЭ, которая также позволяет выявлять участки сети с несанкционированным электропотреблением.

Значение для теории. Результаты диссертационной работы вносят вклад в развитие частных методик и комбинированных методов расчёта и учёта технических потерь при решении электроэнергетических задач.

Значение для практики заключается в создании методов и алгоритмов, позволяющих надёжно определять потери ЭЭ в распределительных сетях в условиях недостатка исходной информации. Разработанные алгоритмы, методика и программный комплекс могут быть использованы в сетевых компаниях и проектных организациях для эффективной оценки балансов электроэнергии, расчёта установившихся режимов, решения задач краткосрочного прогнозирования нагрузок и оптимизации режимов работы электрических сетей, выявление участков значительных потерь, планирование мероприятий по снижению потерь, что в итоге позволяет повысить эффективность управления распределительными сетями.

Достоверность полученных результатов. Применительно к электрическим схемам, максимально приближённым к реальным сетям, сформулированные в диссертационной работе выводы и результаты проверены на адекватность и достоверность путём сравнительного анализа с эталонными результатами, полученными по данным статистических испытаний с использованием полного объёма исходной информации. Результаты экспериментов сопоставимы с результатами, полученными с помощью лицензированных программных средств.

Использование результатов диссертации. Результаты диссертации вошли в состав программно-вычислительного комплекса ROTER1 расчёта УР, потерь ЭЭ в РЭС. Программный комплекс является практическим инструментом, принятым в опытную эксплуатацию в филиал ПАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго» Саяногорский РЭС и муниципальное унитарное предприятие «Абаканские электрические сети», что подтверждается актами внедрения.

Личный вклад автора. Соискателю принадлежит представление поставленных задач в формализованном виде; анализ и обобщение результатов экспериментов; составление математических моделей и усовершенствование методов и алгоритмов расчёта потерь ЭЭ; отладка и сборка программных текстов, написанных для более ранних отдельных версий программной реализации детерминированного и стохастического методов расчёта потерь ЭЭ на языке программирования FORTRAN; выполнение перехода с языка программирования FORTRAN на DELPHI; разработка алгоритмов и программных модулей, реализующих комбинированный подход и расчёт потерь ЭЭ по всей распределительной сети; в целом создание нового единого многофункционального программного комплекса ROTER1 с современным интерфейсом.

Разработка, реализация основных положений и общей научной идеи диссертации, создание программ выполнены при участии научного руководителя.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы доложены и обсуждены на: III Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов» (Тольятти, 2014 г.); IV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Новочеркасск, 2014 г.); I и II Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке» (Саяногорск, рп Черёмушки, 2014, 2015 гг.); V Всероссийской научно-технической конфе-

ренции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» (Тольятти, 2017 г.); VIII и XIX Международной научно-практической конференции «Технические науки: проблемы и решения» (Москва, 2018, 2019 гг.); International Scientific Conference «Scientific research of the SCO countries: synergy and integration» (Китай. Пекин, 2019 г.); Международной научно-практической конференции «Динамика взаимоотношений различных областей науки в современных условиях» (Тюмень, 2019 г.); Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» (Казань, 2019 г.), а также в материалах заочных конференций: XVIII–XIX Международной заочной научно-практической конференции «Научная дискуссия: вопросы технических наук» (Москва, 2014 г.); VI Международной заочной конференции «Развитие науки в XXI веке» (Украина. Харьков, 2015 г.).

Результаты диссертационной работы были представлены на Всероссийском конкурсе «Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса с получением положительной оценки экспертного совета (Москва, 2016 г.).

Публикации. Основные результаты исследований по данной теме опубликованы в 21 печатных работах, из которых пять статей в научных журналах по списку ВАК РФ, одна статья с индексацией SCOPUS, 12 работ по материалам международных и всероссийских научных конференций, две работы в других изданиях и одно свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, четырех основных разделов, заключения, списка использованных источников из 142 наименований и 11 приложений. Материал изложен на 146 страницах основного текста. В работе приведены 32 рисунка и 30 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена обзорная характеристика исследуемой тематики работы, обозначены цели и задачи, а также актуальность проблемы расчёта и анализа потерь ЭЭ в РЭС. Обозначена значимость решения данной проблемы в распределительных электрических системах с учётом всего многообразия существующих режимов. Изложены основные результаты работы, выносимые на защиту, а также научная новизна. Приведены сведения о внедрении и практической ценности выполненной работы.

В первой главе выполнен анализ структуры потерь ЭЭ в электрических сетях Российской Федерации и других стран, выполнена статистическая оценка уровня потерь ЭЭ в ПАО «Россети», а также по федеральным округам Российской Федерации.

Современный этап развития России можно охарактеризовать ключевыми направлениями в стратегии энергосбережения: реконструкция и модернизация оборудования, применение энергосберегающих технологий с целью уменьшения потерь ЭЭ; использование интеллектуальных систем (систем АИИС КУЭ) для решения проблемы повышения точности; переработка и усовершенствование нормативной базы, введение новых стандартов и ГОСТов в систему контроля и учёта потерь ЭЭ; совершенствование методов расчёта потерь ЭЭ; цифровизация – внедрение новейших цифровых и интеллектуальных технологических решений.

Качественное информационное обеспечение является одним из ключевых

средств повышения точности и достоверности расчёта потерь ЭЭ при построении эффективных расчётных методик и методов. Приведена общая структура требуемой информационной обеспеченности в проблеме расчёта потерь ЭЭ.

Проанализирован вид имеющейся исходной информации о схемах и нагрузках сетей различных классов напряжения. Рассмотрены основные нормативные методы расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в электрических сетях и обеспеченность электросетевых предприятий программными средствами расчёта и анализа потерь ЭЭ. Использование определённого метода расчёта потерь ЭЭ обуславливается имеющейся информацией о схемах и параметрах нагрузки.

Наиболее известными в области расчёта и анализа потерь ЭЭ являются две программные разработки, которые в России получили достаточно широкое распространение и внедрение в различные электросетевые организации: «РТП» и «РАП-стандарт».

Рассмотрены особенности функционирования РЭС и постановка задачи нетрудоёмкого учёта потерь ЭЭ в ремонтных режимах электроснабжения при формировании ежемесячных отчётов по потерям ЭЭ для оценки эффективности функционирования РЭС с сохранением качества анализа потерь по неизменной исходной схеме.

Рассмотрены основные, статистически и аналитически обоснованные, направления повышения надёжности (точности и достоверности) расчёта потерь ЭЭ и эффективности эксплуатации электрических сетей. Обоснована необходимость взаимного использования детерминированного и стохастического алгоритмов расчёта и анализа нагрузочных потерь ЭЭ.

Во второй главе рассмотрены детерминированный и вероятностно-статистический методы решения задачи расчёта и анализа потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6–35 кВ, а также представлены два направления комбинирования этих подходов.

Ключевой проблемой при определении потерь ЭЭ является учёт всей совокупности режимов на заданном временном интервале (полчаса, час, сутки, месяц) T . Для всей схемы сети, имеющей m продольных элементов и $n+1$ узлов, нагрузочные потери ЭЭ определяются непосредственным суммированием потерь мощности ΔP на всех интервалах времени Δt и во всех режимах расчётного периода T по выражениям:

$$\Delta W_{\Sigma}^H = 3 \sum_{j=1}^m R_j \int_0^T I_j^2(t) dt = \sum_{j=1}^m \int_0^T \Delta P_j(t) dt = \sum_{i,j}^{n+1} \int_0^T \Delta P_{ij}(t) dt \approx \sum_{i,j}^{n+1} \sum_s^d \Delta P_{ijs} \Delta t_s. \quad (1)$$

$d = T / \Delta t$ – число интервалов осреднения (постоянства) графиков электрических нагрузок; ΔP_{ij} – потери мощности на участке i - j электрической сети для данного интервала постоянства s .

Точное детерминированное определение потерь ЭЭ трудоёмко и затруднительно прежде всего случайным и частично неопределённым характером исходной информации, особенно для сетей 6–10 кВ. В данном случае детерминированный алгоритм, известный как метод средних нагрузок, использует информацию о данных системы головного учёта – отпуск ЭЭ в сеть, потреблённую ЭЭ, эквивалентное напряжение источника и реализуется в следующем виде:

$$\Delta W_{dem} = 3k_{\phi}^2 \sum_{j=1}^m I_{cpj}^2 R_j T = \left[\sum_{j=1}^m \Delta P_{cpj} + (k_{\phi}^2 - 1) \Delta P_{cp} \right] T = M \Delta W + \sigma \Delta W. \quad (2)$$

Среднее значение тока I_{cpj} определяется по выражению:

$$I_{cpj} = \frac{\sqrt{W_{Pj}^2 + W_{Qj}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_j T}, \quad j = \overline{1, n}. \quad (3)$$

С помощью коэффициента формы k_ϕ учитывается информация о многорежимности:

$$k_\phi = \frac{\sqrt{d}}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}} \left(\sqrt{\sum_{j=1}^d W_{Pj}^2 + \sum_{j=1}^d W_{Qj}^2} \right). \quad (4)$$

В выражениях (3) и (4) потребленная активная W_{Pj} и реактивная W_{Qj} ЭЭ за интервал времени T известна из месячных (суточных) замеров на n подстанциях. Среднюю нагрузку за период T i -й трансформаторной подстанции оценивают через отпуск активной W_P и реактивной W_Q ЭЭ головного участка электрической сети в виде математического ожидания:

$$MS_i = \frac{\left(\sqrt{W_P^2 + W_Q^2} \right) \cdot k_{y,i}}{T}, \quad (5)$$

где $k_{y,i}$ – коэффициент участия i -й трансформаторной подстанции в средней за период T нагрузке участка сети (фидера).

При использовании стохастического метода в выражении (1) значение потерь активной мощности представляется в виде:

$$\Delta P_{ij} = \Delta U_{ij}^2 g_{ij} = \left(U_i^2 - 2U_i U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + U_j^2 \right) g_{ij}. \quad (6)$$

U_i, U_j ; δ_i, δ_j – модули и фазы напряжений i -го и j -го узла; g_{ij} – активная взаимная проводимость узлов i и j .

После разложения в ряд Тейлора выражения (6) в малых окрестностях математических ожиданий $MU, M\delta$ и дальнейшего интегрирования выражения (1) на заданном интервале времени T , получаем приближённое выражение для потерь ЭЭ:

$$\Delta W_{e.c.} \approx \left[\Delta P(MU, M\delta) + \left(\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k(U_i U_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k(U_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k(\delta_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right) \right] \cdot T = [\Delta P(MU, M\delta) + \sigma(\Delta P)] \cdot T = M\Delta W + \sigma\Delta W, \quad (7)$$

где $\Delta P(MU, M\delta)$ – потери активной мощности, соответствующие математическим ожиданиям нагрузок (основная составляющая потерь); $k(\delta_i \delta_j)$, $k(\delta_i U_j)$, $k(U_i U_j)$ – корреляционные моменты, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям параметров режима; $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}$ – вторые производные выражения потерь мощности по соответствующим параметрам, вычисленные в той же точке; $\sigma(\Delta P)$ – дисперсионная составляющая потерь мощности; n – число узлов электрической сети без балансирующего.

В главе обоснован комбинированный подход к вычислению потерь ЭЭ на ос-

нове детерминированных алгоритмов, построенных с учётом схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов по данным системы головного учёта и стохастических реализаций, базирующихся на факторной модели графиков электрических нагрузок и матрицы корреляционных моментов (МКМ). Теоретическая и программная основа данных алгоритмов подробно представлена в диссертационных работах, выполненных под научным руководством профессора А.А. Герасименко.

На этой базе представлена реализация одного из направлений комбинированного подхода, связанного с непосредственным использованием результатов детерминированного $\Delta W_{дет}$ и стохастического $\Delta W_{в.с.}$ алгоритмов расчёта потерь ЭЭ в составе средневзвешенной величины:

$$\Delta W_{расч} = \Delta W_{дет} \cdot \eta + \Delta W_{в.с.} \cdot \alpha, \quad (8)$$

где α, η – наилучшие (оптимальные) значения весовых коэффициентов, связанных соотношением $\eta = 1 - \alpha$, определяющих вес (участие) результата соответственно стохастического и детерминированного алгоритмов в расчётной средневзвешенной величине потерь ЭЭ.

Оптимальные значения весовых коэффициентов определены методом статистических испытаний на репрезентативной выборке из $N=20$ схем РЭС напряжением 35/10 кВ. Режимы электропотребления заданы отраслевыми суточными графиками с $d=12$ интервалами постоянства.

Критерием оптимальности состава средневзвешенной величины принят минимум относительной ошибки:

$$\delta \Delta W_{расч}(\alpha) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\Delta W_{расчi}(\alpha) - \Delta W_{эталi}}{\Delta W_{эталi}} \cdot 100\%, \quad (9)$$

где расчётное значение $\Delta W_{расчi}(\alpha)$ потерь в i -й схеме вычисляется для значения веса стохастического результата, изменяемого с шагом, равным 0,1 и с уменьшением на порядок в окрестности минимума функции (9); $\Delta W_{эталi}$ – эталонное значение потерь ЭЭ.

Для указанной выборки схем РЭС в результате сопоставления средневзвешенной величины потерь ЭЭ (8), формируемой при различном сочетании α результатов детерминированного и стохастического методов с эталонным её значением получена зависимость изменения среднего выборочного значения $\delta_{ср} = \delta \Delta W$ относительной погрешности (рисунок 1).

Наименьшее её значение, составляющее $\delta_{ср} = -0,019\%$ с эмпирической дисперсией $\sigma^2 = 17,92$, лежит в узком интервале знакопеременности ошибки $\alpha = [0,7; 0,8]$. Уточнение значения минимума функции (9) в указанном интервале с шагом $\alpha = 0,01$ даёт незначительную поправку выборочной средней ошибки $\delta_{ср} = -0,019\%$ и определяет оптимальное искомое соотношение $\alpha = 0,73$ и $\eta = 1 - 0,73 = 0,27$ веса результатов в составе средневзвешенной величины потерь ЭЭ (8), формируемой вероятностно-статистическим и детерминированным методами. Математическое ожидание ошибки $\delta_{ср} = -0,019\%$ с надёжностью 0,95 покрывается доверительным интервалом $Y_{\beta} = (\delta_{ср} - \varepsilon; \delta_{ср} + \varepsilon) = (-2,05; +2,01)\%$.



Рисунок 1. Изменение относительной погрешности $\delta_{ср}$ при различном сочетании веса детерминированного и стохастического методов расчёта потерь ЭЭ.

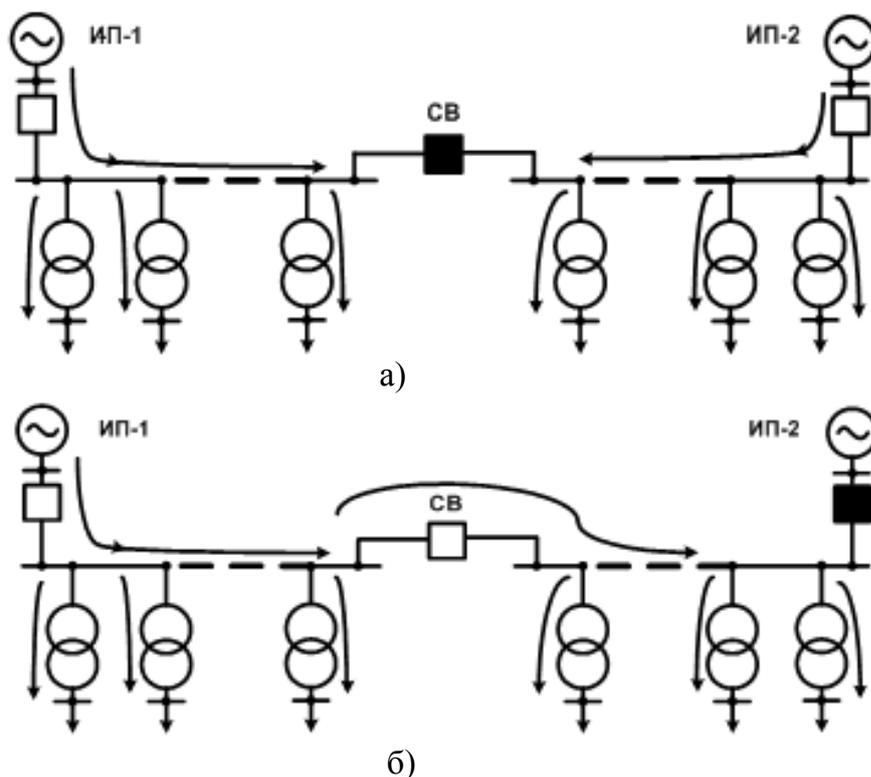
Реализация данного направления комбинирования подходов позволяет получить расчётное значение потерь ЭЭ с высокой надёжностью (0,95) со средней погрешностью (центральное значение ошибки), приближающейся к нулевому значению (-0,019%), и разбросом, не превышающим погрешности исходных данных ($\pm 2\%$). Доверие к вычисленному значению потерь ЭЭ выше, чем к искомому параметру ΔW , полученному на основе раздельного использования детерминированного или стохастического методов.

Приведён пример определения оптимального сочетания результатов детерминированного и стохастического алгоритмов при расчёте потерь ЭЭ комбинированным методом.

В третьей главе в первой части рассмотрено влияние длительности ремонтного режима электроснабжения сетей, их загрузки, состава и конфигурации на рост потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6–35 кВ.

Распределительные сети с возможностью двустороннего питания составляют абсолютное большинство резервированных по источникам схем агропромышленных районов, городских сетей и сетей с развитой системой внутреннего электроснабжения промышленных предприятий. Применение схем с большим резервированием по источникам резко ограничено технико-экономическими факторами. При выполнении ремонтных работ на одном из источников или его головном участке секционированные участки объединяются в один с увеличенной протяжённостью и загрузкой (рисунок 2), что неизбежно вызывает рост потерь ЭЭ.

На отчётном интервале (месяц) в результате непосредственного детерминированного моделирования многорежимности определён характер и получены графические (рисунок 3) и аналитическая (13) зависимости роста относительного значения потерь ЭЭ от длительности ремонтного состояния сети и её загрузки. Основу исследований составляет метод статистических испытаний.



а) нормальный режим; б) ремонтный режим электроснабжения.
ИП – источник питания. СВ – секционный выключатель.

Рисунок 2. Схемы электрической сети.

Для выборки из 20 схем РЭС с ремонтным режимом электроснабжения и соответственно с 40 участками радиально-магистральной конфигурации различного состава и разветвлённости получены экспериментальные зависимости изменения относительного значения потерь ЭЭ $\delta W_{\text{отн}}$ по формуле (11) в сетях с длительностью ремонтного режима электроснабжения от 1 до 30 суток и с загрузкой сетей в наиболее возможном интервале их работы от 20 до 80% с расчётной реализацией пяти испытаний – режимов загрузки ξ каждой схемы на 20, 35, 50, 65 и 80%:

$$\xi = \frac{\sqrt{W_{P \text{ рем}}^2 + W_{Q \text{ рем}}^2}}{S_{\text{ном } \Sigma}^T \cdot T} \cdot 100\%. \quad (10)$$

Расчётное моделирование изменения потерь ЭЭ в РЭС обобщено путём сопоставления потерь ЭЭ в ремонтном режиме электроснабжения (одностороннее питание) с потерями в исходной сети в режиме нормального электроснабжения (двустороннее питание) в виде экспериментальных графических зависимостей роста относительного значения потерь ЭЭ:

$$\delta W_{\text{отн}}^{\text{эксн}} = \frac{\Delta W_{P \text{ рем}} - \Delta W_{P \text{ нор}}}{W_{P \text{ нор}}^{\text{ген}}} \cdot 100\%, \quad (11)$$

где $\delta W_{\text{отн}}^{\text{эксн}}$ – изменение потерь ЭЭ в ремонтном режиме относительно потерь ЭЭ в режиме нормального электроснабжения, %; $W_{P \text{ рем}}, W_{Q \text{ рем}}$ – отпуск активной и реактивной ЭЭ в сеть за месяц в ремонтном режиме электроснабжения, кВт·ч, кВар·ч; T –

продолжительность работы участка сети на месячном интервале, час; $S_{ном \Sigma}^T$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов в сети, МВА; $\Delta W_{P_{рем}}$ – потери ЭЭ в сети с ремонтным режимом электроснабжения, кВт·ч; $\Delta W_{P_{нор}}$ – суммарные потери ЭЭ в сети в режиме нормального электроснабжения, кВт·ч; $W_{P_{нор}}^{ген}$ – суммарный отпуск ЭЭ в сеть в режиме нормального электроснабжения, кВт·ч.

Внутрисуточные изменения электропотребления характерных суток моделируются с помощью отраслевых графиков нагрузок. Расчёт параметров стационарных режимов на интервалах осреднения ($d=12$) суточных графиков нагрузки выполнен с использованием программы расчёта и анализа параметров установившихся режимов REG10PVT, реализующей алгоритм расчёта потерь ЭЭ по данным системы головного учёта.

Общая трудоёмкость расчётного моделирования для выборки из 20 схем РЭС 35/10 кВ с количеством трансформаторных подстанций от 3 до 16, тремя режимами характерных суток и пятью режимами их нагрузок (испытаниями) каждой схемы составила около 11000 расчётов установившихся режимов.

Для статистической выборки результаты расчётных экспериментов на месячном интервале ремонтного режима электроснабжения обобщены в виде усреднённых графических зависимостей относительного роста потерь ЭЭ и представлены на рисунке 3.

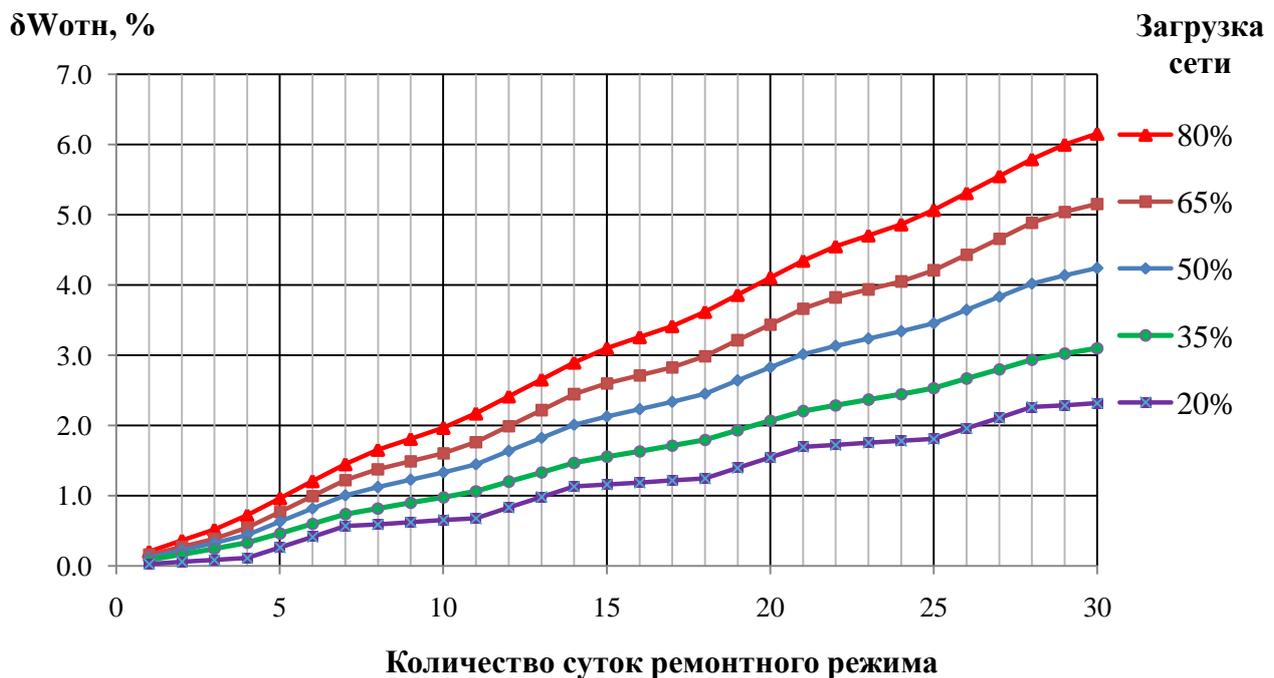


Рисунок 3. Зависимости относительного значения потерь ЭЭ от числа суток ремонтного режима электроснабжения при различной загрузке сети: 20, 35, 50, 65 и 80%

Аналитическое обобщение полученных зависимостей роста относительного значения потерь ЭЭ $\delta W_{отн}$ от изменения загрузки сети ξ (20–80)% и числа суток T (до 30) ремонтного режима электроснабжения выполнено с использованием метода

наименьших квадратов по уравнению прямой линии регрессии следующего вида:

$$\delta W_{отн} = (k_1 + k_2 \cdot \xi) \cdot T, \quad (12)$$

где $k_1 = 0,043, k_2 = 0,0020$ – обобщённые коэффициенты уравнения регрессии. Перепишем данное уравнение в следующем практическом виде, где главными параметрами являются загрузка сети (в %) и длительность ремонтного режима электроснабжения:

$$\delta W_{отн} = (0,043 + 0,20 \frac{\xi}{100\%})T \quad \text{или} \quad \delta W_{отн} = (0,043 + 0,0020 \xi)T. \quad (13)$$

В результате получено, что наибольшее относительное значение роста $\delta W_{отн}$ потерь ЭЭ для рассматриваемого возможного интервала изменения нагрузок сетей, работающих в ремонтных режимах электроснабжения, оценивается в диапазоне (2,0–6,0) % суммарного отпуска ЭЭ в сеть за месяц. Рост (добавка) потерь δW ЭЭ, вызванный ремонтным режимом электроснабжения, оценивается по выражению:

$$\delta W = \frac{\delta W_{отн}}{100} W_{\Gamma}^{нор}, \quad (14)$$

где $W_{\Gamma}^{нор}$ – отпуск активной ЭЭ в сеть в нормальном режиме электроснабжения, кВт·ч; $\delta W_{отн}$ – относительная величина потерь ЭЭ, определенная по выражению (11), %.

Потери ЭЭ за отчётный месяц, найденные применительно к нормальной схеме сети, $\Delta W_{нор}$ с учётом выражения (14) уточняются до величины:

$$\Delta W_{уточ} = \Delta W_{нор} + \delta W, \quad (15)$$

где $\Delta W_{уточ}$ – уточнённое значение потерь ЭЭ за отчётный месяц, кВт·ч.

Для длительности ремонтных режимов электроснабжения до 7 суток в таблице 1 приведены диапазоны, полученные с помощью уравнения регрессии (13), изменения относительного роста нагрузочных потерь ЭЭ в зависимости от загрузки сети.

Таблица 1. Относительный рост нагрузочных потерь ЭЭ для длительности ремонтных режимов электроснабжения до 7 суток

Загрузка сети, ξ	(20–30)%	(30–40)%	(40–50)%	(50–65)%	(65–80)%	(80–90)%
Относительный рост нагрузочных потерь, $\delta W_{отн}$, %	0,58–0,72	0,72–0,86	0,86–1,0	1,0–1,21	1,21–1,42	1,42–1,56

В итоге отметим, что ежемесячные расчёты потерь ЭЭ для ремонтных схем рекомендуется выполнять для исходных оптимально секционированных РЭС с корректировкой потерь в сторону увеличения в зависимости от загрузки и длительности ремонтного состояния сети.

Экспериментальная зависимость приемлема для нетрудоёмкой практической оценки роста потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6–35 кВ в ремонтных режимах электроснабжения и справедлива для схем различного состава и различных нагрузок сети.

Рассмотрен пример расчёта относительного значения роста потерь ЭЭ применительно к РЭС 35/10 кВ с ремонтным режимом электроснабжения.

Во второй части рассматриваются подходы к решению задачи нормирования потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6–35 кВ, в основу которых положен расчёт технической составляющей потерь ЭЭ.

Фактические потери в сети за отчётный период (например, за месяц) $\Delta W_{отч}$ определяются разностью поступившей ЭЭ в сеть W (отпуск ЭЭ) от источников и оплаченной потребителями ЭЭ $W_{эн}$:

$$\Delta W_{отч} = W - W_{эн}. \quad (16)$$

В нормальном режиме электропотребления отчётные потери ЭЭ можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} \Delta W_{отч} &= \Delta W_{ун} + \Delta W_n + |W_{нб.метр}| = \Delta W'_{ун} + \Delta W_x + \Delta W_n \pm W_{нб.метр} \\ &= \Delta W'_{ун} + \Delta W'_{техн} \pm W_{нб.метр} = \Delta W_{техн}^{расч} \pm \Delta W_{нб.метр}. \end{aligned} \quad (17)$$

$\Delta W_{ун}$ – условно-постоянные потери ЭЭ; ΔW_n – нагрузочные (переменные) потери ЭЭ; $\Delta W'_{ун}$ – условно-постоянные потери ЭЭ за вычетом потерь холостого хода ΔW_x в трансформаторах (автотрансформаторах); $\Delta W'_{техн}$ – расчётные технические потери (суммарные нагрузочные и холостого хода) ЭЭ; $\Delta W_{техн}^{расч}$ – суммарные расчётные технические (суммарные нагрузочные и условно-постоянные) потери ЭЭ; $\Delta W_{нб.метр}$ – метрологический небаланс.

В выражении (17) из условно-постоянных потерь ЭЭ отдельно выделены потери холостого хода трансформаторов (автотрансформаторов), которые совместно с нагрузочными потерями объединены обозначением расчётных технических потерь ЭЭ со штрихом $(\Delta W_x + \Delta W_n) = \Delta W'_{техн}$.

Из выражений (16) и (17) следует, что

$$W_{нб} = W - W_{эн} - \Delta W_{техн}^{расч}. \quad (18)$$

$W_{нб}$ – небаланс ЭЭ в сети, который в ряде случаев можно представить в виде двух составляющих:

$$W_{нб} = |\Delta W_{нб.метр}| + \Delta W_{комм}. \quad (19)$$

Возникновению метрологического небаланса $\Delta W_{нб.метр}$ способствуют погрешности информационно-измерительных систем, коммерческие же потери $\Delta W_{комм}$ обусловлены ошибками снятия, обработкой показаний счётчиков, а большая часть – безучётным электропотреблением (отпуском) или хищениями ЭЭ.

Норматив потерь ЭЭ можно оценить по выражению:

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W \quad \text{или} \quad \Delta W_{норм}^{\%} = \frac{\Delta W_{техн}^{расч} + \delta W}{W} \cdot 100\%, \quad (20)$$

где δW – наибольшее допустимое положительное значение метрологического небаланса и допустимой величины коммерческих потерь ЭЭ; $\Delta W_{норм}^{\%}$ – значение норматива потерь ЭЭ, выраженное в %. Обе составляющие δW далее анализируются под термином коммерческие потери ЭЭ.

В основу данной методики положен комбинированный принцип расчёта техни-

ческой составляющей потерь ЭЭ $\Delta W_{техн}^{расч}$ на базе оптимального весового соотношения детерминированного и стохастического методов:

$$\Delta W_{техн}^{расч} = (\Delta W_{дет} \cdot \eta + \Delta W_{вс} \cdot \alpha). \quad (21)$$

В итоге значение норматива потерь ЭЭ определяется через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск ЭЭ в сеть W и расчётные коэффициенты:

$$\Delta W_{норм} = (\eta + 2\eta \cdot \delta_{техн} + \mu) \cdot W. \quad (22)$$

В нормальных условиях передачи ЭЭ должно выполняться условие:

$$\Delta W_{отч} \leq W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W. \quad (23)$$

На наличие хищений указывает превышение отчётных потерь ЭЭ расчётного значения норматива.

На рисунке 4 структурно представлен усовершенствованный и уточнённый алгоритм расчёта нормативного значения потерь ЭЭ в РЭС с учётом потерь от токов утечки.

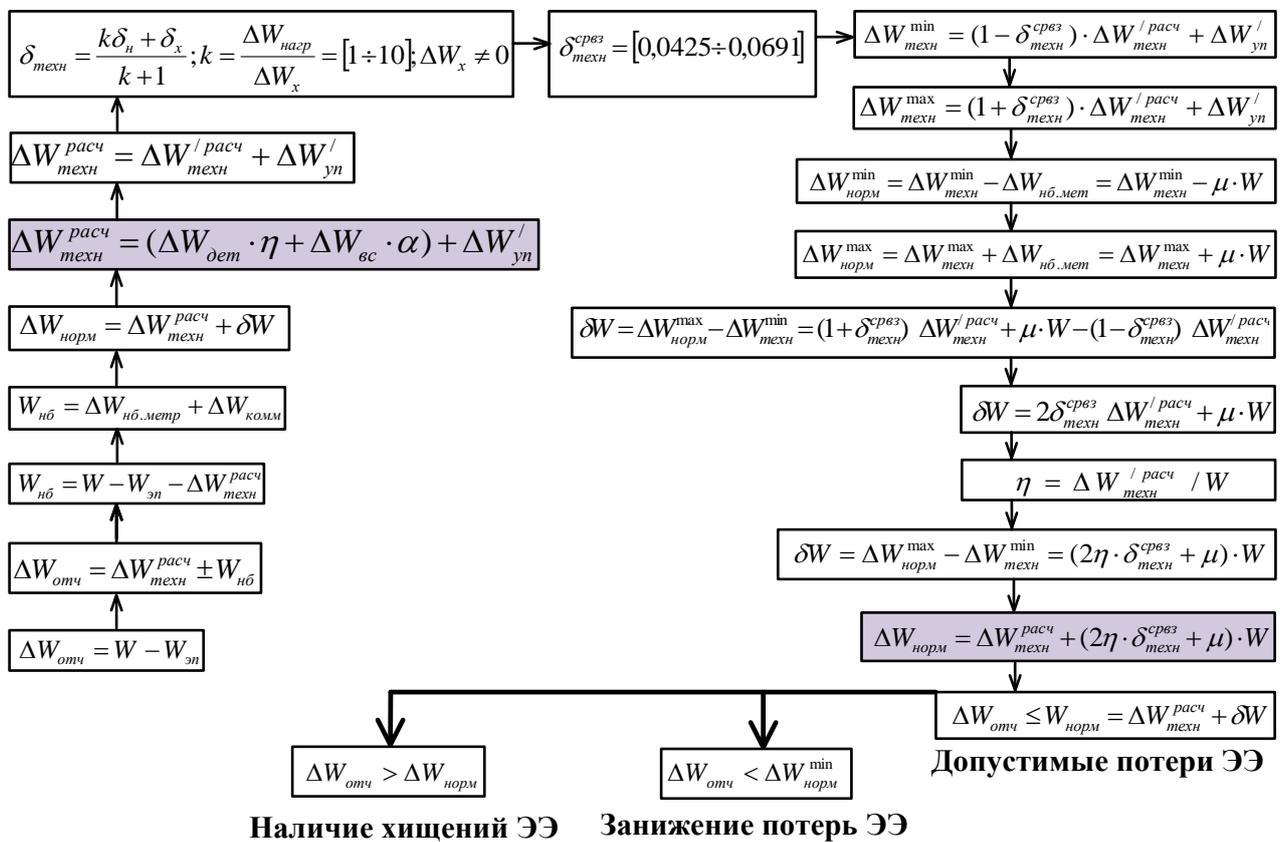


Рисунок 4. Структурная схема усовершенствованного алгоритма расчёта нормативного значения потерь ЭЭ на основе комбинированного подхода

Сформированный и уточнённый алгоритм позволяет с приемлемой для практических целей точностью и заданной достоверностью определять величину норматива потерь ЭЭ и допустимых границ за счёт применения комбинированного подхода, компенсируя, тем самым, недостатки применения в отдельности детерминированного или стохастического методов расчёта потерь ЭЭ.

Методика позволяет рассчитать норматив потерь ЭЭ с высокой точностью с учётом найденных технических потерь через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск ЭЭ в сеть W .

Усовершенствованный алгоритм расчёта нормативной составляющей потерь ЭЭ в РЭС напряжением 6–35 кВ является достаточно эффективным для практических целей, поскольку явно учитывает естественные факторы-признаки: долю и структуру технических потерь, а также допустимый метрологический небаланс.

В работе рассмотрен подробный пример расчёта норматива потерь ЭЭ для фрагмента РЭС без хищения и в условиях безучётного потребления ЭЭ.

В четвертой главе приведена программная реализация детерминированного, стохастического и комбинированного алгоритмов расчёта технических потерь ЭЭ на языке программирования DELPHI в виде программного комплекса POTERI, который реализует четыре программных модуля: REG10PVT, SETI, VES и RES. Модуль VES реализует одно из направлений комбинированного подхода, основанного на использовании результатов расчёта потерь ЭЭ и их средневзвешенного значения для расчёта норматива потерь ЭЭ. Модуль RES структурно входит в состав модуля REG10PVT и реализует алгоритм расчёта УР и потерь ЭЭ по всей сети 6–35 кВ.

Приведено описание блок-схем каждого из модулей с указанием особенностей их работы.

В комплексе POTERI расчёт установившегося режима выполняется методом Ньютона 1-го порядка.

В программном модуле REG10PVT, реализованы три расчётные траектории, выбор которых определяется задачами расчёта и имеющейся исходной информацией: – расчёт УР по данным узловых мощностей P, Q ; – расчёт УР по данным узловых модулей токов I и коэффициентам $\cos\varphi$ или $\operatorname{tg}\varphi$; – расчёт технических потерь ЭЭ по данным системы головного учёта на основе реально имеющейся на предприятии схемной и режимной информации.

В программном модуле SETI возможно выполнение следующих видов расчётов: – расчёт УР по узловым нагрузкам, заданным в мощностях P, Q ; – расчёт потерь ЭЭ и интегральных характеристик при задании нагрузок средними значениями $P_{\text{сред}}, Q_{\text{сред}}$; – расчёт потерь ЭЭ и интегральных характеристик при задании нагрузок максимальными значениями $P_{\text{max}}, Q_{\text{max}}$.

В основу программного модуля SETI положен стохастический способ расчёта нагрузочных потерь ЭЭ, который базируется на основе факторной модели графиков электрических нагрузок и матрицы корреляционных моментов.

В качестве примера, принятого для анализа режимных параметров и расчёта потерь ЭЭ с помощью комплекса POTERI, рассмотрен участок электрической сети предприятия Саянских электрических сетей (САЭС). Результаты расчёта потерь ЭЭ представлены в таблице 2.

Таблица 2. Сопоставление результатов расчёта потерь ЭЭ

Программный модуль (способ расчёта)	Потери ЭЭ, кВт·ч	Потери ЭЭ от отпуска, %	Погрешность потерь ЭЭ, %
Эталон	31440	10,10	–
SETI	32683	10,51	+3,95
REG10PVT	28437	9,14	-9,55
VES	31536	10,14	+0,31

Полученное в результате комбинирования методов, значение потерь ЭЭ составило 31536 кВт·ч с относительной ошибкой равной +0,31%.

Рассмотрена схема контрольного примера по расчёту потерь ЭЭ, выполненному в лицензированном программном комплексе РАП–стандарт и разработанном программно-вычислительном аппарате POTER1, и сопоставлены полученные результаты (таблица 3).

Таблица 3. Сопоставление результатов расчёта потерь ЭЭ

Программа	Отпуск ЭЭ, кВт·ч	Потери ЭЭ в линиях, кВт·ч	Нагрузочные потери ЭЭ в трансформаторах, кВт·ч	Потери холостого хода в трансформаторах, кВт·ч	Суммарные потери ЭЭ, кВт·ч	% от отпуска ЭЭ
РАП–стандарт	475000	16650	7010	1960	25630	5,395
POTER1	475000	16592	7090	1911	25594	5,388

Расчёты, выполненные с помощью двух вычислительных аппаратов, дали практически одинаковый результат – значения суммарных потерь ЭЭ отличаются не более чем на 0,14%.

Опыт эксплуатации предыдущих более ранних версий отдельных программ REG10PVT и SETI подтверждает правильность заложенных в программный комплекс POTER1 алгоритмических принципов, её высокую функциональность и работоспособность, а также приемлемую форму представления результатов.

В приложении представлены: принципиальные схемы электрических сетей, исходные данные и результаты экспериментальных расчётов, графики полученных экспериментальных зависимостей, свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, акты внедрения программы в опытную эксплуатацию, примеры протоколов расчёта, а также обобщённые структурные схемы работы программных модулей SETI и REG10PVT.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО ДИССЕРТАЦИИ

Результаты диссертационной работы можно обобщить следующими основными положениями:

1. Проведён концептуальный анализ основных направлений повышения точности и достоверности расчёта потерь ЭЭ, особенностей работы электрических сетей и их информационной обеспеченности, играющих важную роль для построения эффективных расчётных методик и методов.

2. Обоснована необходимость использования комбинированных методов расчёта и анализа технических потерь ЭЭ, которые базируются на детерминированной информации о потоках ЭЭ за отчётный период и стохастической информации о многорежимности. Комбинирование детерминированного и стохастического алгоритмов, основанное на оптимальном весовом участии каждого из подходов, позволяет в условиях эксплуатации определять основную интегральную характеристику – потери ЭЭ с высокой точностью и требуемой общетехнической надёжностью с погрешностью близкой к нулевой и рассеянием в пределах погрешности исходных данных.

3. Разработан и предложен практический инструмент приемлемой и нетрудоёмкой оценки роста потерь ЭЭ в распределительных электрических сетях напряжени-

ем 6–35 кВ в ремонтных режимах электроснабжения. Методика позволяет по схемам нормального состояния сети производить учёт потерь ЭЭ в ремонтных режимах электроснабжения в зависимости от загрузки и длительности ремонтного состояния сети и оперативно выполнять их корректировку в сторону увеличения.

4. Предложена усовершенствованная методика определения нормативного значения потерь ЭЭ и его допустимых границ. В основу методики положен принцип оптимального комбинирования детерминированного и стохастического подходов к расчёту технических потерь ЭЭ. Использование на практике представленной методики позволит выявлять участки с несанкционированным электропотреблением и устанавливать коммерческую составляющую с точностью, зависящей только от качества учёта отпуска ЭЭ.

5. Разработан многофункциональный программный комплекс «POTERIV1.1: SETI, REG10PVT», позволяющий выполнять детерминированным, стохастическим и комбинированным методами, расчёт и анализ интегральных характеристик в распределительных сетях 6–110 (220) кВ, исходя из специфики задачи и имеющихся исходных данных с приемлемой формой представления результатов. Успешное решение ряда задач эксплуатации электрических сетей, положительные результаты испытаний экспериментального комплекса в целом позволяют утверждать, что создана математическая, алгоритмическая и программная основа для разработки программно-вычислительного аппарата расчёта, анализа и нормирования потерь ЭЭ высокой надёжности общесистемного (отраслевого) уровня.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

в рецензируемых научных изданиях по перечню ВАК РФ и Scopus

1. Герасименко, А.А. Определение величины нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Вестник КрасГАУ. – Красноярск. – 2013. – №10. – С. 220–235.

2. Герасименко, А.А. The Combined Presentation of Deterministic and Stochastic Approaches in the Algorithm of Calculation of Energy Losses in Electric Networks / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – Красноярск. – 2017. – №10(1). – С. 6–16.

3. Герасименко, А.А. Комбинированное объединение детерминированного и стохастического методов в алгоритме расчёта потерь электроэнергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Научно-технический журнал «ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность». – Москва. – 2017. – №3. – С. 12–16.

4. Герасименко, А.А. Оценка влияния длительности ремонтного состояния электрической сети на рост потерь электрической энергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Электрические станции. – Москва. – 2017. – №3. – С. 21–30.

5. Герасименко, А.А. Evaluation of the effect of the duration of the repair status of the electrical network on an increase in electric power losses / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Power Technology and Engineering. – 2017. – Vol. 1. – №3. – С. 351–359 (Перевод из журнала Электрические станции. – Москва. – 2017. – №3. – С. 21–30) (*индексирована в Scopus*).

6. Герасименко, А.А. Программный комплекс «POTERI V1.1: SETI,

REG10PVT» расчёта потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Энергобезопасность и энергосбережение. – Москва. – 2019. – №1(85). – С. 44–53.

в других изданиях

7. Герасименко, А.А. Definition of the standard of losses of the electric power on the basis of the combination of the determined and statistical approaches / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник статей по материалам XVIII–XIX международной заочной научно-практической конференции «Научная дискуссия: вопросы технических наук». – Москва, 2014. – №1-2(15). – С. 163–170.

8. Герасименко, А.А. Оценка влияния конфигурации схемы на величину потерь электроэнергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник трудов III Всероссийской научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов «Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов». – Тольятти, 2014. – С. 111–113.

9. Герасименко, А.А. Определение норматива потерь электроэнергии на основе сочетания детерминированного и статистического подходов / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Научные труды IV международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». – Новочеркасск, 2014. – Том 1. – С. 105–109.

10. Герасименко, А.А. Практическая оценка норматива потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке». – Саяногорск, Черёмушки, 2014. – С. 308–311.

11. Герасименко, А.А. Программирование и формирование обобщённого алгоритма программы «SetiFor» расчёта потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях и решения задачи нормирования потерь / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник материалов II Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, специалистов, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке». – Саяногорск, Черёмушки, 2015. – С. 357–360.

12. Герасименко, А.А. Комбинированный подход в представлении нормативной величины потерь электроэнергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник материалов VI международной заочной конференции «Развитие науки в XXI веке». – Харьков, 2015. – С. 68–73.

13. Герасименко, А.А. Программа расчёта потерь электрической энергии детерминированным и стохастическим методами / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник трудов V Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии». – Тольятти, 2017. – С. 26–39.

14. Герасименко, А.А. Software implementation of deterministic and stochastic calculation methods of electric energy losses in electrical distribution networks / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Znanstvena misel journal. – Словения. – 2018. – Том 1. – №14. – С. 49–57.

15. Герасименко, А.А. Общая алгоритмическая структура программы «POTERI V1.1» расчёта потерь электрической энергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Технические науки: проблемы и решения: сб. ст. по материалам VIII Международной

научно-практической конференции «Технические науки: проблемы и решения». – М., Изд. «Интернаука», 2018. – №2 (7). – 122 с.

16. Герасименко, А.А. Развитие программного комплекса «POTERI V1.1: SETI, REG10PVT» по расчёту и анализу потерь электроэнергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Norwegian Journal of development of the International Science. – Осло, 2019. – Том 1. – №26. – С. 58–60.

17. Герасименко, А.А. Improved algorithm for calculating the normative value of electricity losses in distribution networks / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // International Scientific Conference «Scientific research of the SCO countries: synergy and integration». – Пекин, 2019. – С. 161–167.

18. Герасименко, А.А. Программный модуль «RES» программного комплекса «POTERI» расчёта потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Технические науки: проблемы и решения: сб. ст. по материалам XIX Международной научно-практической конференции «Технические науки: проблемы и решения». – М., Изд. «Интернаука», 2019. – №1(17). – С. 108–114.

19. Герасименко, А.А. Разработка программного модуля «COMBI» комбинированного расчёта потерь электрической энергии / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Динамика взаимоотношений различных областей науки в современных условиях». OMEGA SCIENCE. – Тюмень, 2019. – Ч.2. – С. 68–74.

20. Герасименко, А.А. Программный модуль «VES» комбинированного расчёта потерь электрической энергии программы «POTERI V1.1: SETI, REG10PVT» / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев** // Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники». – Казань, 2019. – С. 3–8.

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

21. Герасименко, А.А. Программа расчёта установившихся режимов и потерь электрической энергии в электрических сетях «POTERI V1.1: SETI, REG10PVT» / А.А. Герасименко, **Е.В. Пузырев**. Российская Федерация. № 2017661621 от 17 октября 2017 г.