

На правах рукописи

ТИХОНОВИЧ  
Андрей Васильевич

**РАСЧЁТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ  
НА ОСНОВЕ ОБЪЕДИНЕНИЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННОГО  
И СТОХАСТИЧЕСКОГО МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Красноярск – 2008

Работа выполнена в Политехническом институте  
ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Научный руководитель	кандидат технических наук, профессор Герасименко Алексей Алексеевич
Официальные оппоненты:	доктор технических наук, профессор Христинич Роман Мирославович
	кандидат технических наук, профессор Кунгс Ян Александрович
Ведущая организация:	Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, г. Иркутск

Защита состоится 24 сентября 2008 года в 10<sup>00</sup> на заседании диссертационного совета ДМ 212.099.07 при ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет» по адресу: г. Красноярск, ул. Киренского, 26, ауд. \_\_\_\_.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Политехнического института ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет».

Автореферат кандидатской диссертации размещён на официальном сайте Политехнического института ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет» (<http://www.krgtu.ru/science/post-graduate/report>).

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направлять по адресу 660074, г. Красноярск, ул. Киренского, 26, ПИ СФУ, Учёному секретарю диссертационного совета ДМ 212.099.07

Факс: (3912) 43-06-92 (для кафедры ТЭС)

E-mail: [boiko@krgtu.ru](mailto:boiko@krgtu.ru)

Автореферат разослан 23 августа 2008 г.

Учёный секретарь  
диссертационного совета  
к.т.н., доцент

Бойко Е. А.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Организационно-экономическое разграничение процессов генерации, передачи, сбыта, диспетчеризации, ремонтной и прочих видов деятельности привело к появлению новых хозяйствующих субъектов, в регулировании деятельности которых, важную роль играют механизмы рыночных отношений. В этой связи особое внимание уделяется мониторингу и оптимальному управлению процессами производства, передачи, распределения и потребления ЭЭ, являющейся в данном случае товарной продукцией.

Одним из существенных показателей, влияющих на экономическую эффективность функционирования энергосистемы в целом, и в частности сетевых компаний, является значение потерь электроэнергии (ЭЭ). Точное и достоверное определение данного интегрального показателя режима работы является основой для решения задач анализа потерь ЭЭ, разработки организационных и технических мероприятий по эффективному управлению, определения нормативной величины потерь ЭЭ, формирования тарифов на ЭЭ и в конечном итоге существенно сказывается на экономической эффективности функционирования распределительных сетевых компаний (РСК).

В данной работе рассматриваются электрические сети, выполняющие функцию распределения ЭЭ. К ним относят сети напряжением 0,38–110 и в ряде случаев 220 кВ. Распределительные сети составляют наиболее массовую и разветвлённую часть электрических сетей и концентрируют в себе около 78% общей величины технических потерь ЭЭ, в том числе сети 110–220 кВ – 28%, сети 35 кВ – 16% и сети 0,38–10 кВ – 34%.

Среди основных причин роста потерь в настоящее время можно отметить: эксплуатация физически и морально устаревшего оборудования; несоответствие схемно-режимных решений изменениям структуры потребления; неоптимальные уровни напряжений и потокораспределение реактивной мощности в сетях РСК; влияние оптового рынка электроэнергии на режимы работы сетей.

Существенный вклад в исследования и разработку методов, алгоритмов расчёта, оценки потерь ЭЭ в системах её распределения внесли коллективы ВНИИЭ, ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», ВПО «Союзтехэнерго», ИСЭМ СО РАН, МЭИ, УГТУ–УПИ, БНТУ, НГТУ и ряд других организаций, и лично известные учёные: Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. С. Бердин, О. Н. Войтов, В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев, Ю. Г. Кононов, В. Г. Курбацкий, А. В. Липес, А. В. Паздерин, В. Г. Пекелис, Г. Е. Поспелов, А. А. Потребич, Н. М. Сыч, Д. Л. Файбисович, Ю. А. Фокин, М. И. Фурсанов и многие их коллеги.

К настоящему времени разработано значительное количество методов, алгоритмов и программ расчёта, нормирования и оценки технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях (РЭС). Несмотря на значительные достижения актуальной остаётся проблема совершенствования разработанных и на этой основе создания новых методов и алгоритмов, предложение эффективных подходов в задаче определения потерь ЭЭ в системах её распределения.

Дальнейшее улучшение эффективности расчётов может быть достигнуто в результате анализа и оценки свойств и возможностей детерминированных и вероятностно-статистических методов расчёта, максимального обобщения (сжатия) исходной информации об электрических нагрузках и, на этой основе, разработки

методики позволяющей объединить положительные стороны методов, а также в определённой мере компенсировать их недостатки.

Методологической основой такого объединения является более полное использование детерминированных и стохастических начал как при моделировании систем распределения ЭЭ (в первую очередь электрических нагрузок) так и при построении новых методов и вычислительных алгоритмов.

**Объект исследования** – распределительная электрическая сеть (система распределения ЭЭ, система электроснабжения).

**Предмет исследования** – методы расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС.

**Цель и задачи исследования** – повышение точности и достоверности результатов расчёта технической составляющей потерь ЭЭ в распределительных сетях на основе объединения детерминированного и вероятностно-статистического методов.

Достижение поставленной цели реализовано посредством решения следующих задач:

1. Проанализировать существующие детерминированные и стохастические методы расчёта технических потерь ЭЭ и выполнить выбор соответствующих методов с учётом эффективности их применения.

2. Исследовать, усовершенствовать вероятностно-статистический метод расчёта потерь ЭЭ и адаптировать его для применения на месячном (произвольном) интервале времени с учётом информационной обеспеченности, характерной для РЭС.

3. Исследовать и усовершенствовать детерминированный алгоритм расчёта потерь ЭЭ в РЭС.

4. Разработать и реализовать алгоритм расчёта потерь ЭЭ на основе объединения детерминированного и вероятностного методов.

5. Разработать и внедрить программу расчёта потерь ЭЭ в РЭС, реализующую основные результаты диссертационных исследований.

**Основная идея диссертации** – объединение детерминированного и вероятностного методов на основе факторного моделирования нагрузок в задаче расчёта потерь ЭЭ в РЭС.

**Методы исследований.** Для решения поставленных в работе задач применялись методы теории вероятностей и математической статистики (корреляционный и факторный анализ), численные методы решения систем линейных и нелинейных уравнений; теория эксперимента; программные и языковые средства современных компьютерных технологий.

**Основные результаты, выносимые на защиту:**

1. Методика и алгоритм расчёта технических (технологических) потерь ЭЭ в РЭС на основе объединения детерминированного и вероятностно-статистического алгоритмов.

2. Математическая модель электрических нагрузок, методика её получения и применение в алгоритмах расчёта технических потерь ЭЭ.

3. Методика и алгоритм определения коэффициента формы графика пропуска ЭЭ головного участка распределительной сети.

4. Методика и алгоритм оценки средних нагрузок трансформаторных пунктов распределительной сети.

5. Методика и алгоритм определения времени работы фрагмента распределительной сети.

### **Научная новизна** диссертационной работы:

1. Выполнен переход от детерминированной постановки решения задачи расчёта потерь ЭЭ в распределительных сетях, использующей классический алгоритм среднеквадратичного тока (мощности), к более общей, учитывающей детерминированные и вероятностные свойства исходной информации, что в итоге позволяет получить более точное и достоверное решение.

2. Разработаны и реализованы метод, алгоритм определения коэффициента формы и других характеристик неравномерности электропотребления, опирающиеся на модификацию факторной модели графиков электрических нагрузок, позволяющие существенно повысить точность их расчёта.

3. Разработаны и реализованы метод, алгоритм оценки средних нагрузок трансформаторных подстанций РЭС, основанные на учёте типов электроприёмников и позволяющие повысить точность их оценки и снизить соответствующую составляющую погрешности расчёта потерь ЭЭ.

4. Разработаны и реализованы метод, алгоритм определения времени работы участка РЭС, опирающиеся на эмпирическую зависимость коэффициента формы от коэффициента заполнения графиков электрических нагрузок и регрессионные зависимости пропуска ЭЭ от времени, позволяющие исключить грубые ошибки в расчётах потерь ЭЭ, вызванные переключениями в схемах распределительной сети.

5. Разработан метод и алгоритм расчёта потерь ЭЭ в РЭС на основе объединения детерминированного и стохастического методов, использующий их возможности и существенно компенсирующий их недостатки.

**Значение для теории.** Результаты, полученные при выполнении диссертационной работы, создают теоретическую основу для развития методов расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС.

**Значение для практики** заключается в создании метода и программы расчёта потерь ЭЭ RegPVT, позволяющих более качественно определить значение данной интегральной характеристики работы РЭС. В программе учтено влияние схемно-режимных и атмосферных факторов, что позволило повысить точность расчётов. Повышение достоверности получаемого результата реализовано на основе объединения методов и алгоритмов расчёта потерь ЭЭ.

Объединение детерминированного и стохастического методов в единый алгоритм позволяет более точно и достоверно решать задачи определения нормативов потерь ЭЭ, выявления очагов коммерческих потерь, планированию мероприятий по их снижению, оптимизации режимов работы. Предлагаемые программные разработки позволяют повысить экономическую эффективность управления распределительными сетями и более полно обосновать тарифы на ЭЭ.

**Достоверность полученных результатов.** Проверка эффективности разработанных алгоритмов и достоверности результатов, полученных в диссертации, определяется их сравнительным анализом со значениями рассчитанными по данным статистических испытаний применительно к ряду тестовых и реальных электрических схем, а также сопоставлению с результатами, полученными с помощью лицензированных программных продуктов.

**Использование результатов диссертации.** Результаты диссертационной работы использовались при выполнении хозяйственных договоров:

1. Оптимизация режимов работы ВЭС по напряжению, коэффициентам трансформации с минимизацией потерь мощности и электроэнергии. Отв. исп. темы -

А. В. Тихонович. – №114/04-9. Красноярск 2004 (Заказчик филиал ВЭС ОАО «Красноярскэнерго»).

2. Расчёт и анализ режимов работы сетей 10/0,4 кВ ВЭС ОАО «Красноярскэнерго» по потерям мощности напряжения и электроэнергии Отв. исп. темы - А. В. Тихонович. – № ГР 01.2.007 08814. Красноярск 2005 (Заказчик филиал ВЭС ОАО «Красноярскэнерго»).

Алгоритмы определения потерь ЭЭ и анализа режимов электрических систем реализованы в виде приложения клиент-серверного СУБД Firebird 1.5 для 32-битных платформ Windows и приняты к внедрению в филиале ВЭС ОАО «Красноярскэнерго» в состав программного обеспечения, что засвидетельствовано актом внедрения.

**Личный вклад автора.** Научные и практические результаты диссертации, положения, выносимые на защиту, разработаны и получены автором. Разработка и реализация общей научной идеи выполнена при участии научного руководителя.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных, всероссийских и региональных конференциях:

XI Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Современные техника и технологии», 2005г. Томск; Межрегиональная научно-практическая конференция «Инновационное развитие регионов Сибири», 2006г. Красноярск; Всероссийская научная конференция молодых учёных «Наука. Технологии. Инновации.» 2006г. Новосибирск; Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии», 2007г. Тольятти; Всероссийская научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Молодёжь и наука начало XXI века», 2007г. Красноярск; а также постоянно действующем семинаре кафедры «Электроснабжение и электрический транспорт» ПИ СФУ.

**Публикации.** Основные результаты исследований по данной теме опубликованы в 10 печатных работах из которых: 1 статьи по списку ВАК, 4 статьи в сборниках научных трудов, 5 статей по материалам конференций.

**Общая характеристика диссертации.** Диссертация изложена на 165 страницах основного машинописного текста и состоит из введения, пяти основных разделов, заключения списка литературы из 75 наименований и приложений. В работе приведены 53 иллюстрации и 26 таблиц.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обосновывается актуальность проблемы эффективного решения задачи расчёта потерь ЭЭ в РЭС. Сформулированы цель и задачи исследования, отмечаются научная новизна и основные результаты, выносимые на защиту. Приводятся сведения о внедрении и практической ценности выполненной работы.

**В первом разделе** рассмотрена структура потерь ЭЭ, выполнен обзор, анализ методов расчёта её технической составляющей на основе детерминированных и вероятностных методов. Проанализирована имеющаяся информация о схеме и многорежимности РЭС. На основе проведённого анализа и обобщения информационного и методического обеспечения задачи расчёта технической составляющей потерь ЭЭ в РЭС для дальнейшего рассмотрения выбраны один детерминированный и один стохастический методы.

Во **втором разделе** выполнено обобщение применения факторного анализа для моделирования графиков электрических нагрузок и впервые предложено использование данного подхода для моделирования электропотребления на месячном (произвольном) интервале времени. Проведены испытания ряда существующих алгоритмов вычисления собственных чисел и собственных векторов матрицы корреляций нагрузок. Предложена модификация факторной модели нагрузок для моделирования электропотребления в узлах распределительной сети. Опираясь на предложенную модификацию статистической модели нагрузок созданы методика и алгоритм определения неравномерности электропотребления, в частности коэффициента формы, обладающий свойством адаптивности, следствием чего является его высокая точность.

Статистическое моделирование электрических нагрузок на основе использования в качестве исходных данных математических ожиданий и матрицы корреляционных моментов (МКМ) предлагается в электроэнергетике на протяжении ряда лет. Значительная часть работ связана с решением задачи расчета потерь ЭЭ, подходы к которой могут быть разделены на две группы: алгоритмы, использующие моделирование МКМ нагрузок, и алгоритмы, непосредственно применяющие МКМ.

При решении задачи факторного моделирования нагрузок на основе стохастического подхода информация о характеристиках распределения случайной величины определяется приближенно при помощи частичных выборок из генеральной совокупности. Процедура получения матрицы корреляций зависит от имеющейся исходной информации и реализуется при помощи выражения

$$K(S_i, S_j) = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{T+t_0} (S_i - MS_i)(S_j - MS_j) f(S_i, S_j) dS_i dS_j, \quad (1)$$

где  $S_i, S_j$  - графики мощности узлов  $i$  и  $j$ .

Уровень развития средств вычислительной техники в период становления стохастических подходов к расчёту потерь ЭЭ (1970–1980г.) значительно сокращал сферу целесообразного применения алгоритмов базирующихся на непосредственном использовании МКМ из-за её большой размерности. В настоящее время современная техника без особых трудностей справляется с данной проблемой, вместе с тем практическая ценность характеристик графиков нагрузки оставляет актуальным анализ МКМ.

Моделирование нагрузок, на основе методов факторного анализа, позволяет: отыскать скрытые закономерности, которые определяются множеством внутренних и внешних причин изменения нагрузок; осуществлять сжатие информации путём описания всех графиков при помощи общих факторов или главных компонент, число которых значительно меньше количества исходных графиков; выявить и изучить статистическую связь графиков нагрузок с главными факторами; прогнозировать случайную составляющую графиков на основе уравнения регрессии, построенного с использованием факторного отображения.

Задача вычисления главных компонент сводится к классической задаче определения собственных чисел ( $\bar{\lambda}$ ) и собственных векторов ( $\bar{v}$ ) МКМ нагрузок сети. Определение собственных чисел и векторов матриц в линейной алгебре называется проблемой собственных значений и представляет достаточно сложную задачу, реализованную в ряде статистических библиотек прикладного программного обеспечения. Повышенные требования к точности и достоверности расчётов,

непосредственно связанных с вычислением интегральных параметров режимов работы электрических сетей, подтолкнули к исследованиям точности и надёжности решения проблемы собственных значений.

В ходе тестирования ряда современных процедур была выявлена одна, отличающаяся быстротой и надёжностью получения решения, при контролируемой на основе стандартных функций точности. Сложность современных алгоритмов с одной стороны и выявление целесообразной области применения классически используемого ранее метода главных компонент с другой, обусловили сопоставление быстродействия и качества решения двух данных алгоритмов.

На рис. 1 приведено сравнение метода главных компонент (1, 1') и современного итерационного подхода (2, 2') при расчёте десяти собственных чисел и векторов МКМ размерности  $p \times p$  по затраченному на расчёт времени, представленному в о.е. (1, 2), по числу рассчитанных с контролируемой точностью собственных чисел и векторов (M) из десяти возможных (1', 2').

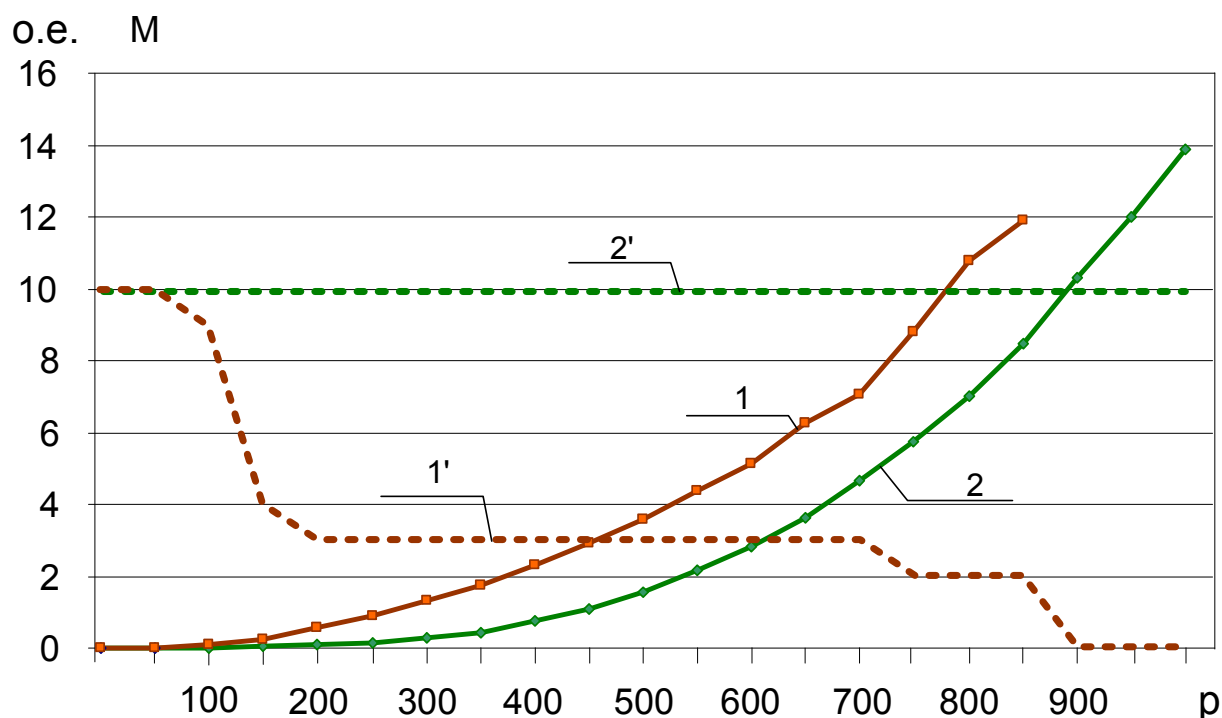


Рис. 1 – Сопоставление методов расчёта собственных значений

По результатам проведённых испытаний предложено использовать при получении характеристик графиков нагрузки современный итерационный метод. Таким образом, создана основа для повышения быстродействия и надёжности работы вероятностных методов расчёта потерь ЭЭ.

Обзор подходов к определению необходимого количества собственных чисел и векторов (M) для моделирования МКМ выявил отсутствие единого мнения на данный момент в этом отношении среди специалистов по факторному анализу. Исследования МКМ графиков электрических нагрузок (суточных, месячных) показали, что требуемое количество собственных чисел и векторов зависит от свойств рассматриваемой выборки и обычно не превышает четырёх.

Каждому из найденных собственных векторов матрицы корреляций можно поставить в соответствие обобщённый график нагрузки (ОГН), обладающий свойством ортогональности



$$\tilde{A}_i = \sum_{j=1}^n v'_{ij} \cdot P_j + \sum_{j=1}^n v''_{ij} \cdot Q_j, \quad (2)$$

где  $P_j, Q_j$  - центрированные графики активной и реактивной нагрузки узла  $j$ .

С помощью обобщённых графиков  $\Gamma_i$  исходные графики активных и реактивных мощностей выражаются следующим образом:

$$P_i = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \cdot \Gamma_k; \quad Q_i = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \cdot \Gamma_k. \quad (3)$$

Факторное представление нагрузок имеет своё практическое применение только при условии, если они обладают достаточной статистической устойчивостью. Проведённые ранее работы по исследованию указанного свойства показали наличие групповой и динамической устойчивости для суточных, недельных и месячных графиков. Проверка данных свойств проводилась и автором для суточных графиков нагрузки, полученных при помощи АИИС КУЭ более чем в 100 точках сети на протяжении 13 суток. Выполненные исследования выявили тесную статистическую связь первых обобщённых графиков нагрузки, близость дисперсий данных графиков ( $M(\sigma(\Gamma_{1i})) = 12250$ ,  $\sigma(\sigma(\Gamma_{1i})) = 813$ ) и тесную корреляционную зависимость ( $M(R(\Gamma_i, \Gamma_j)) = 0,803$ ;  $\sigma^2(R(\Gamma_i, \Gamma_j)) = 0,005$ ).

Любой из графиков электрических нагрузок может быть представлен в виде линейной комбинации обобщённых графиков нагрузки. Вместе с тем отсутствие информации в общем случае о графиках нагрузок и их характеристиках для распределительных сетей не позволяет применять вероятностную модель (3), вследствие чего предложена модификация факторной модели нагрузок.

$$S_{ij} = MS_i + MS_i \cdot \alpha_i \cdot \Gamma', \quad (4)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент моделирующий неравномерность электропотребления.

Проведённые исследования по оценке погрешности моделирования графиков нагрузок на основе модели (4) показали, что наименьшая средняя погрешность определения мощности за интервал времени (18,4% при  $\sigma^2 = 321$ ) получается при взвешивании ОГН коэффициентами пропорциональными собственным числам МКМ, т.е.

$$\Gamma' = \sum_{k=1}^p \lambda'_k \cdot \Gamma_k, \quad \sum_{k=1}^p \lambda'_k = 1. \quad (5)$$

Опираясь на свойство групповой и динамической устойчивости обобщённых графиков нагрузки, был разработан метод определения коэффициента формы ( $k_\phi$ ) графиков нагрузок. В качестве исходных данных используется среднее (определяется через пропуск энергии и время), наибольшее и наименьшее (определяются на основе замеров) значения нагрузок. Предлагаемый метод в своей реализации достаточно прост и заключается в вычислении такого коэффициента  $\alpha_i$  выражения (4), что

$$\left| S_{\text{нб мод}} - S_{\text{нб зам}} \right| + \left| S_{\text{нм мод}} - S_{\text{нм зам}} \right| \longrightarrow \min, \quad (6)$$

где  $S_{\text{нб мод}}$ ,  $S_{\text{нм мод}}$  - наибольшие и наименьшие мощности модели графика;  
 $S_{\text{нб зам}}$ ,  $S_{\text{нм зам}}$  - наибольшие и наименьшие замеренные мощности.

Испытания данного подхода проводившиеся для суточных и месячных графиков показали, что погрешность определения  $k_{\phi}$  для суточных и месячных графиков нагрузок соответственно составляет  $\delta = 1,34\% \text{ и } \delta \sigma^2 = 3,26$   
 $\delta = 0,90\% \text{ и } \delta \sigma^2 = 0,95$ . Проиллюстрируем сказанное результатами сопоставления погрешности расчёта коэффициента формы расположенные в порядке её возрастания по классическим эмпирическим выражениям и предлагаемому подходу для выборки из 104 месячных графиков (р), полученных по данным системы АИИС КУЭ, с количеством интервалов осреднения 744 (рис. 2). В большинстве случаев погрешность определения коэффициента формы составляет не более 2%. Небольшая часть экспериментов выявила более существенную погрешность, что как правило связано с наличием большой доли нерегулярных колебаний графиков нагрузок обусловленных переключениями в сети.

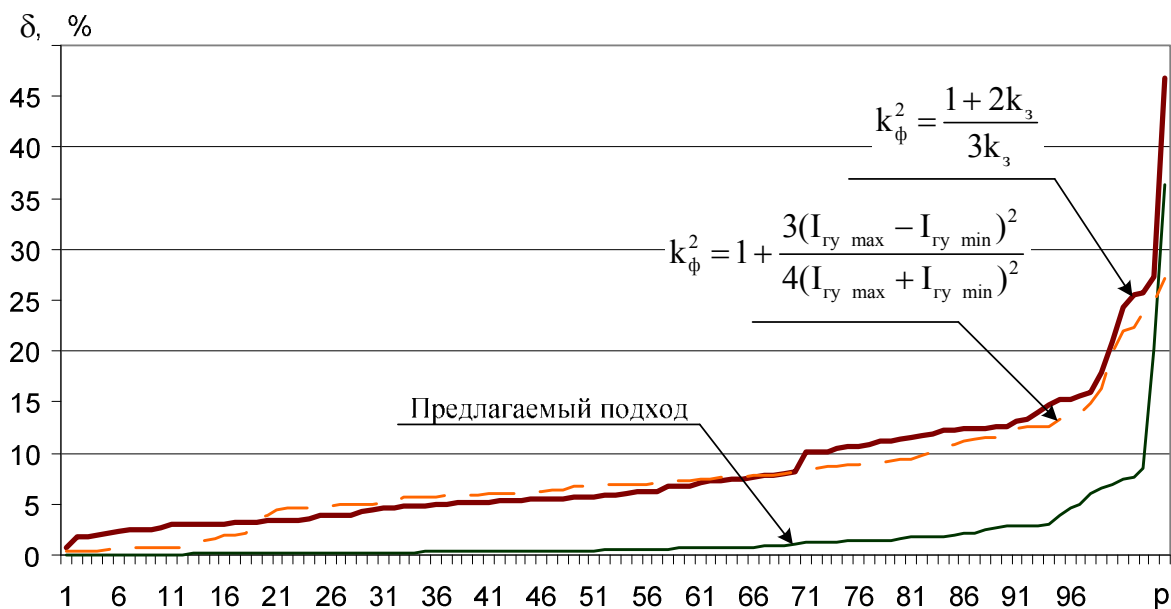


Рис. 2 – Сопоставление погрешности расчёта коэффициента формы

**Третий раздел** посвящен совершенствованию математической модели расчёта потерь ЭЭ в распределительных электрических сетях. Представлен алгоритм расчёта установившихся режимов, реализующий модифицированный метод Ньютона. Выполнен анализ взаимосвязи потерь активной мощности с параметрами установившегося режима. Проанализированы и реализованы методы: средних нагрузок и два вероятностных метода.

Классически при расчёте потерь ЭЭ в распределительных электрических сетях 6–10 кВ из-за недостатка информации используется допущение о распределении средней нагрузки головного участка между трансформаторными пунктами (ТП) пропорционально их мощности. Выделим ряд факторов, оказывающих существенное влияние на среднюю нагрузку ТП: мощность электроприёмников (а следовательно и установленная мощность ТП), тип нагрузки и месяц года, уровень хозяйственного развития района, индивидуальные особенности работы электропотребителей.

Пренебрежение данными особенностями вносит некоторую погрешность, которую принято считать несущественной. Вместе с тем, повышение требований к

точности расчёта потерь ЭЭ, потребность в большем количестве информации о режимах работы отдельных ТП и, наконец, повышение возможностей современных средств сбора хранения и обработки информации способствовали систематизации имеющихся данных и характеристик графиков нагрузок при помощи разработанного программного обеспечения. Представим в табл. 1 метод оценки нагрузок ТП.

Таблица 1 – Метод оценки нагрузок трансформаторных подстанций

	Первый метод	Второй метод
Исходные данные	- номинальная мощность ТП; - тип электропотребителей; - пропуск электроэнергии головного участка за месяц.	
	типовые суточные графики отраслей промышленности и сельского хозяйства; замеры нагрузок ТП.	типовые графики отраслей промышленности и сельского хозяйства.
Допущения	Предполагается неизменной среднесуточная нагрузка на месячном интервале времени	Предполагается неизменной $((0,7 \div 0,8) \cdot S_{\text{ном}}^{\text{ТП}})$ наибольшая среднемесячная нагрузка за год
Особенности расчёта	- определение по данным замеров и типовым графикам среднемесячной нагрузки ТП; - корректировка полученного результата с учётом месячного пропуска головного участка.	- определение по годовым типовым графикам с учётом сделанных предположений среднемесячной загрузки ТП; - корректировка полученного результата с учётом месячного пропуска головного участка.
Получение итогового результата и его уточнение за счёт потока головного участка		

Сущность предложенного метода заключается в учёте особенностей изменения потребления различных по типу электроприёмников на основе типовых графиков нагрузки, месячных пропусков ЭЭ и имеющихся замеров нагрузки.

Существуют несколько методов определения потерь ЭЭ, опирающихся на МКМ нагрузок сети или её модель. Принципиально они реализуют идею применения корреляционного анализа для аналитической связи между известными схемными, режимными параметрами и интегральными характеристиками режима работы электрической сети. Данные подходы стоит рассматривать как разные реализации указанной идеи. Каждый из рассмотренных вероятностных методов достаточно сложен в вычислительном аспекте. Повышение надёжности работы процедур расчёта потерь ЭЭ, в данном случае, может быть достигнуто путём параллельных вычислений интересующих интегральных характеристик по нескольким независимым друг от друга траекториям. Таким образом за счёт нескольких траекторий выполняется программное резервирование и повышается надёжность получаемого результата.

Первая реализация вероятностного подхода опирается на разложение в ряд Тейлора выражения

$$\Delta P_{ij} = \left[ U_i^2 + U_j^2 - 2U_i \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right] \cdot g_{ij}. \quad (7)$$

в достаточно малых окрестностях математических ожиданий параметров  $U$  и  $\delta$ . Учитывая члены не выше второго порядка значимости и проведя далее операцию интегрирования можно получить следующее приближенное выражение, разделяющее основную и дисперсионную составляющие потерь ЭЭ,

$$\Delta W_{ij} = [M^2(U_i - U_j) + MU_i \cdot MU_j \cdot M^2(\delta_i - \delta_j) + \sigma^2(U_i - U_j) + MU_i \cdot MU_j \cdot \sigma^2(\delta_i - \delta_j)] \cdot g_{ij} \cdot T, \quad (8)$$

где  $T$  – время работы участка сети. Выражение (8) связывает математические ожидания и матрицу корреляционных моментов напряжений с потерями ЭЭ. Матрицу корреляционных моментов напряжений получают на основе линеаризации системы уравнений баланса узловых мощностей разлагая её в ряд Тейлора в малых окрестностях модулей и фаз напряжений, которое можно представить в виде

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}. \quad (9)$$

Данное выражение позволяет определить элементы матрицы корреляционных моментов напряжений на основе общего правила образования матрицы корреляционных моментов (МКМ) зависимых случайных величин

$$\text{cov}[\delta, U] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}_t^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \text{cov}(P) & \text{cov}(P, Q) \\ \text{cov}(P, Q) & \text{cov}(Q) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix}_t^{-1}. \quad (10)$$

При программной реализации данного метода расчёта потерь предлагается получение обратной матрицы Якоби выполнять на основе её разложения на произведение верхней  $[U]$  и нижней  $[L]$  треугольных матриц

$$[J]^{-1} = [L]^{-1} \cdot [U]^{-1}, \quad (11)$$

при этом используется процедура реализующая модифицированную схему частичного выбора, предусматривающую масштабирование элементов матрицы и итерационное уточнение результатов решения.

Вторая реализация вероятностного подхода устанавливает уравнения связи зависимых  $(\delta, U)$  и независимых  $(P, Q)$  переменных на основе факторной модели мощностей, тесно связанной с моделированием МКМ мощностей при помощи собственных чисел  $\bar{\lambda}$  и собственных векторов  $\bar{v}$ .

Сущностью данного метода является то, что отклонения от математических ожиданий напряжений  $\Delta\delta$ ,  $\Delta U$  могут быть с достаточной точностью выражены в виде линейной комбинации обобщенных типовых графиков

$$\Delta\delta_i = \sum_{k=1}^M \gamma'_k \Gamma_k; \quad \Delta U_i = \sum_{k=1}^M \gamma''_k \Gamma_k. \quad (12)$$

Соотношения (12) могут быть получены на основе линеаризованных в окрестностях математических ожиданий напряжений уравнений установившегося режима путём подстановки в них векторов  $\Delta\delta$ ,  $\Delta U$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$  в виде линейных комбинаций обобщенных типовых графиков

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{k=1}^M \nu'_k \Gamma_k; & \Delta Q = \sum_{k=1}^M \nu''_k \Gamma_k; \\ \Delta\delta = \sum_{k=1}^M \gamma'_k \Gamma_k; & \Delta U = \sum_{k=1}^M \gamma''_k \Gamma_k. \end{cases} \quad (13)$$

Коэффициенты  $\gamma'_{ki}$ ,  $\gamma''_{ki}$  определяются из решения линеаризованных в точке  $MP_i$ ,  $MQ_i$  уравнений узловых напряжений

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \gamma'_k \\ \gamma''_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{\nu}'_k \\ \bar{\nu}''_k \end{bmatrix}, \quad k=1, \dots, M, \quad (14)$$

где  $\partial P/\partial \delta$ ,  $\partial P/\partial U$ ,  $\partial Q/\partial \delta$ ,  $\partial Q/\partial U$  – блоки матрицы Якоби.

На основе соотношений (12) могут быть получены элементы матрицы корреляций напряжений, с учётом которых выражение расчёта потерь ЭЭ (8) продольного элемента сети примет вид

$$\begin{aligned} \Delta W_{ij} = & \Delta W_{ij}(MU, M\delta) + \\ & + \left[ \sum_{k=1}^M \lambda_k \left( \frac{MU_i + MU_j}{2} \right)^2 \cdot (\gamma'_{ik} - \gamma'_{jk})^2 + \sum_{k=1}^M \lambda_k \left( \frac{M\delta_i + M\delta_j}{2} \right) (\gamma''_{ik} - \gamma''_{jk})^2 \right] g_{ij} \Gamma. \end{aligned} \quad (15)$$

Практика расчётов по рассмотренным вероятностным алгоритмам показывает, что получаемые значения потерь ЭЭ по выражениям (8) и (15) при  $M$  равном 2 или 3 отличаются незначительно, примерно на порядок меньше погрешности исходных данных.

Детерминированный характер в большей мере присущ информации о составе, конфигурации и параметрах схемы, вероятностно-статистический, а также частично неопределённый – информации об изменениях нагрузок в узлах и потоков по ветвям. Наиболее объективным представляется построение методов, использующих детерминированную и стохастическую информацию о схеме и многорежимности сети, и реализующих возможности и преимущества обоих подходов.

При расчётах потерь ЭЭ на основе метода средних нагрузок предполагают чисто квадратичную зависимость нагрузочной составляющей потерь от нагрузки. Неточность данного допущения обусловлена тем, что изменение нагрузки оказывают влияние на напряжения в узлах, в свою очередь влияющих на потери активной мощности в сети. Расчёт потерь ЭЭ на основе стохастических подходов учитывает

изменения напряжений в узлах за счёт МКМ напряжений и величин  $\bar{\gamma}'$ ,  $\bar{\gamma}''$ . Вместе с тем, расчёт на основе вероятностного подхода использует линейную и квадратичную аппроксимацию нелинейной зависимости напряжений в узлах схемы и нагрузок сети.

В адаптированных для расчётов потерь ЭЭ в распределительных сетях вероятностных алгоритмах фактически реализована характерная для детерминированного подхода система головного учёта на основе факторной модели нагрузок. Одновременно для определения коэффициента формы головного участка как в детерминированном, так и в вероятностном методах реализован алгоритм, опирающийся на факторную модель нагрузок. Таким образом, используются подходы к решению проблемы расчёта потерь в распределительных сетях, свойственные детерминированным и вероятностным методам, объединяются их информационные потоки и сочетаются (комбинируются) вычислительные траектории, что в итоге повышает качество получаемых результатов.

Расчёт потерь на основе рассмотренных детерминированного и вероятностных подходов изначально содержит в себе некоторую погрешность метода, имеющую нелинейный характер и трудно поддающуюся учёту при имеющемся информационном обеспечении расчётов. Одновременный расчёт на основе двух подходов, учёт индивидуальных погрешностей методов при помощи полиномов второй степени и усреднение значений результатов (принятие результатов с определённым весом), позволяют уменьшить среднюю погрешность (близкую к нулю после учёта погрешности методов), её изменение относительно нулевого значения и повысить достоверность получаемых результатов.

Описан подход к учёту систематической составляющей погрешности расчёта потерь, обусловленной влиянием атмосферных факторов на активные сопротивления воздушных линий, опирающийся на уравнение теплового баланса.

В **четвёртом разделе** анализируются составляющие погрешности расчёта потерь ЭЭ, при помощи метода статистических испытаний (Монте-Карло), рассчитывается их среднее значение и интервальная оценка на основе теоремы Чебышева. Связываются значения количества испытаний, погрешности расчётов и достоверности получаемых результатов при выполнении условий центральной предельной теоремы. Предлагается подход и результаты его практической реализации к решению задачи нормирования потерь ЭЭ. По результатам применения предлагаемой методики в распределительных сетях выявлены некорректные результаты расчёта по ряду фидеров, обусловленные неверным заданием их времени работы. Для решения данной задачи предложен подход к расчёту времени работы фидера.

Представим составляющие погрешности расчёта потерь ЭЭ в распределительных сетях и их численные оценки (без учёта индивидуальных погрешностей методов) в табл. 2. Результаты реализации предложенных методов позволили снизить составляющие погрешности расчёта потерь ЭЭ.

Суммарная погрешность метода расчёта потерь ЭЭ можно определить на основе выражения

$$\delta = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_{\delta}} \delta_i^2}, \quad (16)$$

тогда в соответствии с табл.1 для фидера 6–20 кВ погрешность расчётов может быть оценена величиной 4,9%

Таблица 2 – Структура погрешностей расчёта потерь электроэнергии в РЭС\*

Вид погрешности	Исходн.	Получ.
<b>Методические погрешности, %</b>		
составляющая погрешности, обусловленная неадекватностью отражения изменениями нагрузки головного участка изменений нагрузок во всех элементах распределительной сети ( $\delta_1$ )	2,2	2,1
составляющая погрешности, обусловленная неточностью определения характеристик неравномерности электропотребления головного участка распределительной сети ( $\delta_2$ )	19	1,4
<b>Информационные погрешности, %</b>		
составляющая погрешности, обусловленная неточностью задания средних нагрузок в узлах распределительной сети ( $\delta_3$ )	3,0	2,8
погрешность расчёта коэффициента формы, обусловленная использованием в эмпирических выражениях коэффициента заполнения графика нагрузки ( $\delta_4$ )	5,6	–

\* Исходные значения составляющих погрешности расчёта потерь ЭЭ в фидерах 6–20 кВ приняты в соответствии с книгой «Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов» авторов Ю. С. Железко, А. В. Артемьева, О. В. Савченко.

В сетях 35, 110 кВ часто известны средние нагрузки, кроме того в последнее время растёт информационная обеспеченность сети 110 кВ за счёт внедрения системы АИИС КУЭ, поэтому погрешность в данных сетях не превзойдёт оцененной величины.

Приведённая оценка суммарной погрешности относится к единичному расчёту, тогда как количество фидеров 6-20 кВ на сетевом предприятии может насчитывать несколько сотен, вследствие чего погрешность итогового результата снизится в количестве раз, равное корню квадратному из числа рассмотренных фидеров. К примеру, при расчётах 300 фидеров погрешность суммарного результата составит

$$\delta_{\Sigma} = 4,9 / \sqrt{300} = 0,28\%.$$

Взаимосвязь точности расчётов ( $\epsilon$ ) и числа статистических испытаний  $n$ , при определённом уровне достоверности характеризуется условиями выполнения центральной предельной теоремы.

Соотношение количества испытаний и точности получаемого результата для обоих алгоритмов расчёта было определено при уровне достоверности 0,95.

Результирующая средняя ошибка расчёта потерь

$$\Delta W = M\Delta W + \sigma\Delta W$$

с учётом индивидуальных погрешностей методов и достоверностью  $\beta = 0,95$  близка к нулевой (0,265%  $\sigma^2 = 4,2$ ; -0,10%  $\sigma^2 = 3,9$  для детерминированного и вероятностного методов соответственно). Итоговый результат по объединённому

алгоритму в виде взвешенной суммы характеризуется погрешностью 0,08% и её дисперсией 2,7 при этом достоверность полученного результата лежит в пределах от 0,95 до 0,9975 (разброс до  $\pm 3,3\%$ ).

Расчёты по каждой траектории алгоритма взаимонезависимы и совместимы вследствие того, что они опираются на различную информацию об электрических нагрузках.

С учётом того, что результат формируется в виде взвешенной суммы

$$\Delta W = \alpha_d \Delta W_d + \alpha_b \Delta W_b$$

достоверность на основании следствия сложения теоремы вероятностей может возрасти до значения

$$p_\Sigma = 1 + (1 - p)^2 = 0,9975,$$

где весовые коэффициенты учёта потерь по детерминированному и вероятностному алгоритмам удовлетворяют условию

$$\alpha_d + \alpha_b = 1.$$

Предложены подходы к определению времени работы фидера. Первый из них опирается эмпирическую зависимость коэффициента формы от коэффициента заполнения графика нагрузки

$$k_\Phi^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3} = \left(1 + 2 \frac{T_{нб}}{T}\right) / \left(3 \frac{T_{нб}}{T}\right) = \frac{T + 2T_{нб}}{T} \cdot \frac{T}{3T_{нб}} = \frac{T + 2T_{нб}}{3T_{нб}}, \quad (17)$$

и представлена в виде

$$T = k_\Phi^2 \cdot 3T_{нб} - 2T_{нб} = 3 \cdot T_{нб} \left(k_\Phi^2 - 2/3\right), \quad (18)$$

Продолжительность использования максимальной нагрузки ( $\dot{O}_{i\dot{a}}$ ) может быть оценена в соответствии с выражением

$$\dot{O}_{i\dot{a}} = \frac{W_p}{P_{i\dot{a}}} = \frac{W_p}{S_{i\dot{a}} \cdot \cos \phi_{нб}} = \frac{W_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{i\dot{a}} \cdot \cos \phi_{нб}}. \quad (19)$$

Погрешность данного подхода может быть определена по выражению (16) и в зависимости от имеющихся исходных данных, в среднем, не превышает 10%.

Второй подход к определению времени работы фидера опирающийся на прогнозирование потребления ЭЭ фидера на расчётный месяц и сравнения полученных результатов с фактическими данными пропуска энергии. Прогноз выполняется с использованием регрессионной зависимости потребления энергии от времени, построенной по данным за прошлый год и опирается на данные нескольких предыдущих месяцев.

Значение прогноза пропуска энергии через головной участок фидера  $W_{пр i}$  может быть определено для каждого из замеров за предыдущие месяцы  $W_{i\zeta}$  при помощи выражения, опирающегося на составленную регрессионную зависимость потребления энергии от времени

$$W_{i\delta i} = W_{i\zeta} \cdot \frac{b_3 t_{i\delta}^3 + b_2 t_{i\delta}^2 + b_1 t_{i\delta} + b_0}{b_3 t_{i\zeta}^3 + b_2 t_{i\zeta}^2 + b_1 t_{i\zeta} + b_0}, \quad (20)$$



где  $b_i$  - коэффициенты регрессии;  $t_{i\delta}$  - значения прогнозируемого периода;  $t_\zeta$  - интервал замера ЭЭ  $W_{i\zeta}$ .

Тогда средневзвешенное между значениями прогноза пропуска ЭЭ определится

$$W_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^3 k_{yi} W_{\text{пр } i}, \quad \sum_{i=1}^3 k_{yi} = 1, \quad (21)$$

где  $k_{oi}$  - весовые коэффициенты учёта прогноза пропуска ЭЭ.

Средняя погрешность данного метода, оцененная при помощи выражения (16) не превышает 8 %.

Каждый из предложенных методов определения времени работы фидера опирается на различные совокупности данных и обладают сопоставимой точностью результата. Наиболее объективным представляется объединить данные подходы, что позволит снизить как среднюю погрешность, так дисперсию погрешности.

Улучшение точности и достоверности расчёта технической составляющей потерь ЭЭ позволяет более качественно определить значения норматива потерь. При решении задачи нормирования пользуются укрупнённой структурой потерь ЭЭ, рассчитываемой в условиях эксплуатации обычно ежемесячно. Фактические потери в сети за учётный период (например, месяц)  $\Delta W_{\text{отч}}$  определяется как разность поступившей в сеть  $W$  и отпущенной  $W_{\text{эп}}$  (оплаченной потребителями) ЭЭ, а также как сумма технических потерь  $\Delta W_{\text{техн}}$  и небаланса ЭЭ в сети  $W_{\text{нб}}$ .

$$\Delta W_{\text{отч}} = W - W_{\text{эп}}, \quad \Delta W_{\text{отч}} = \Delta W_{\text{техн}} \pm W_{\text{нб}}, \quad (22)$$

откуда величина 
$$W_{\text{нб}} = W - W_{\text{эп}} - \Delta W_{\text{техн}}. \quad (23)$$

Небаланс ЭЭ справедливо представить в виде суммы двух составляющих. Первая из них обусловлена погрешностью измерений  $\Delta W_{\text{нб.метр}}$  (метрологический небаланс), вторая собственно коммерческими потерями  $\Delta W_{\text{комм}}$ , то есть

$$W_{\text{нб}} = \Delta W_{\text{нб.метр}} + \Delta W_{\text{комм}}. \quad (24)$$

Метрологические (инструментальные) потери определяют расчётным путём на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов, что представляет для РЭС-6, 10 кВ, насчитывающих сотни фидеров, трудоёмкую задачу.

С учётом абсолютных значений ошибок границы диапазона достоверности суммарных технических потерь определяются

$$\Delta W_{\text{техн}}^{\text{нб}} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}; \quad \Delta W_{\text{техн}}^{\text{нм}} = (1 - \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} \quad (25)$$

В то же время расчёты допустимых значений погрешностей учёта (метрологическая погрешность) показали, что они составляют от 0,3 до 0,5% отпуска ЭЭ в сеть ( $W$ ). Можно оценить значение норматива отчётных потерь

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{нб}} + 0,004W \quad (26)$$

Таким образом в работе предлагается подход, позволяющий существенно упростить задачу нормирования потерь ЭЭ в распределительных сетях не внося какой-либо ощутимой погрешности.

**Пятый раздел** посвящена внедрению разработанного программного обеспечения в на одном из сетевых предприятий красноярской энергосистемы. Дана экономико-географическая характеристика объекта. Собраны и систематизированы данные о природно-климатических условиях работы электрической сети, основных типах электропотребителей. Выполнена конструктивно-параметрическая характеристика объекта и проанализирована схема сети.

Представлена характеристика разработанного программного обеспечения, требуемых исходных данных, представления результатов расчётов. Перечислим возможности программы RegPVT: расчет установившегося режима электрических сетей произвольной конфигурации напряжением 0,38, 6(10), 35, 110, 220 кВ с определением токов и потоков мощности в ветвях, напряжений в узлах, загрузки линий трансформаторов; расчёт потерь мощности и ЭЭ в сетях произвольной конфигурации напряжением 6(10), 35, 110 кВ с учётом атмосферных воздействий (температуры воздуха, скорости ветра); возможность расчёта установившегося режима и потерь ЭЭ в РЭС с учётом предлагаемых методик оценки средних нагрузок сети и определения времени её работы; расчёт нормативной величины потерь ЭЭ.

Эксплуатационная проверка эффективности разработанного подхода к расчёту потерь ЭЭ и доведение программы до возможности практического использования при эксплуатации в составе математического обеспечения филиала РСК осуществлено с помощью многочисленных расчётов и анализа рабочих режимов и потерь ЭЭ, их оптимизации для различных условий работы фрагментов распределительной сети в соответствии с требованиями и условиями использования указанных математических моделей различными подразделениями предприятия.

Расчёты по предложенным математическим моделям показали хорошую работоспособность алгоритмов, устойчивость результатов решения, отсутствие явлений закливания, хорошую сходимость итерационных процессов.

Практическое применение предлагаемых алгоритмов позволяет повысить качество расчётов потерь ЭЭ и на его основе эффективнее выполнять решение задач нормирования потерь ЭЭ и планирования мероприятий по их снижению.

### Основные результаты работы

1. Результаты испытания методов определения собственных чисел и собственных векторов матрицы корреляционных моментов нагрузок сети позволили выявить и применить в программе метод, отличающийся большим быстродействием и численной устойчивостью получения решения, чем подход, использовавшийся ранее в вероятностных алгоритмах расчёта потерь ЭЭ. Применение современного итерационного подхода к решению проблемы собственных значений позволило улучшить характеристики вероятностных методов расчёта потерь.

2. Предложен метод и алгоритм адаптации стохастического подхода к расчёту потерь ЭЭ в РЭС. Данный подход реализован при помощи модификации факторной модели нагрузок, параметры которой для каждого узла определяются по данным головного участка в соответствии с предложенными методиками оценки средних нагрузок и определения неравномерности электропотребления.

3. Предложена методика определения характеристик неравномерности электропотребления головных участков распределительной сети, базирующаяся на

вероятностной модели нагрузок. Применение данного подхода позволило снизить погрешность определения коэффициента формы головного участка до значения 1,21% при  $\sigma^2 = 3,26$ .

4. Предложен метод оценки средних нагрузок трансформаторных подстанций распределительной сети, опирающийся на систематизацию имеющейся на сетевом предприятии информации. Метод реализован в виде подпрограммы, выполняющей сбор данных из имеющейся электронной документации предприятия в автоматическом режиме, что позволяет без существенных трудозатрат уточнить значение потерь ЭЭ в распределительной сети на величину, зависящую от структуры схемы и составляющую  $0,4 \div 2,5\%$ .

5. Предложена методика определения времени работы фрагмента распределительной сети, опирающийся на два различных подхода. Средняя погрешность данных подходов составляет 8% при  $\sigma^2 = 98,4$  и 10% при  $\sigma^2 = 73,2$ . Его применение в процессе расчёта позволяет, используя доступный объём режимной информации, с достаточной точностью рассчитать значение времени работы фидера и уточнить значение потерь ЭЭ.

6. Анализ рассмотренных детерминированного и вероятностного методов расчёта потерь электроэнергии выявил необходимость взаимного (комбинированного) их использования. Объединение детерминированного и стохастического алгоритмов позволяет (при уровне достоверности от 0,95 до 0,9975) снизить среднюю ошибку до значения близкого к нулевому и рассеянием до 3,3%.

Основное содержание работ изложено в следующих публикациях:

1. Герасименко А. А. Сопоставление программно-вычислительных комплексов «АНАРЭС – 2000» и «Rastr» в задачах расчёта и анализа установившихся режимов электроэнергетических систем. / А.А. Герасименко, **А. В. Тихонович**, А. В. Любин // Межвуз. сб. научных трудов «Оптимизация режимов работы электротехнических систем». Красноярск. – 2004. С. 155-165.

2. Герасименко А. А. Моделирование, анализ и оптимизация режимов питающих и распределительных электрических сетей энергосистемы / А. А. Герасименко, А. В. Любин, **А. В. Тихонович** // Вестник КрасГАУ, Красноярск 2005. С. 226 – 237.

3. Герасименко А. А. Факторное моделирование нагрузок распределительных сетей. / А. А. Герасименко, **А. В. Тихонович** // Труды 11 международной научно-практической конференции студентов и молодых учёных СТТ – 2005. Томск. – 2005. С. 84 – 86.

4. Герасименко А. А. Факторное моделирование нагрузок распределительных сетей электроэнергетических систем. / А. А. Герасименко, **А. В. Тихонович** // В кн. «Вестник ассоциации выпускников КГТУ» Красноярск, 2005. С. 147–156.

5. Герасименко А. А. Статистическое моделирование и анализ электрических нагрузок распределительных сетей / А. А. Герасименко, **А. В. Тихонович** // Материалы межрегиональной научно-практической конференции «Инновационное развитие регионов Сибири». Красноярск: ИПЦ КГТУ. – 2006. С.171 – 174.

6. Оценка нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А. А. Герасименко, А. Э. Бобров, **А. В. Тихонович** // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: Межвузовский сборник научных трудов Красноярск ИПЦ КГТУ 2006. – С. 184–198.
7. Герасименко А. А. Программа оценки нагрузок трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей / А. А. Герасименко, **А. В. Тихонович** // Наука. Технологии. Инновации: Сборник докладов Всероссийской научной конференции. ч. 3 Новосибирск. – 2006. С. 218 – 220.
8. Герасименко А. А. Алгоритм и программа оценки нагрузок трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей /А. А. Герасименко, **А. В. Тихонович** // Вестник КрасГАУ. – 2007. № 1. С. 262 – 267.
9. Герасименко А. А. Комбинированный подход к определению потерь электроэнергии в распределительных сетях. / А. А. Герасименко, **А. В. Тихонович**, И. В. Шульгин // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии. Труды II Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Ч. 1. Тольятти. 2007. С. 80–84.
10. Нешатаев В. Б. Анализ многорежимности распределительной электрической сети 10 кВ / В. Б. Нешатаев, **А. В. Тихонович** // Молодёжь и наука начало XXI века. Материалы Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных. Ч.1. Красноярск, 2007. С. 253–256.

Тихонович Андрей Васильевич

Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе объединения детерминированного и стохастического методов и алгоритмов

Автореф. дисс. на соискание учёной степени кандидата тех. наук.

Подписано в печать 22.08.2008. Заказ № \_\_\_\_

Формат 60×90/16. Усл. печ. л. 1. Тираж 100 экз.

ИПЦ Политехнического института Сибирского федерального университета