

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Сибирский федеральный университет»

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Научный руководитель

кандидат технических наук, профессор

Герасименко Алексей Алексеевич

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ:

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РОЛИ И МЕСТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЗАДАЧАХ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ.....	14
1.1. Учёт потерь электроэнергии как способ повышения энергетической эффективности в области энергосбережения.....	14
1.2. Особенности функционирования распределительных сетей.....	22
1.3. Моделирование при исследовании характеристик электрических систем и их информационная обеспеченность	26
1.4. Основные методы расчёта и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях.....	32
1.5. Направления совершенствования методов расчёта потерь электроэнергии.....	35
1.6. Основные результаты и выводы.....	40
2. ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЙ И СТОХАСТИЧЕСКИЙ УЧЁТ МНОГОРЕЖИМНОСТИ ПРИ РАСЧЁТЕ И АНАЛИЗЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	42
2.1. Сущность метода статистических испытаний – метод Монте-Карло.....	42
2.2. Детерминированный подход в расчёте технических потерь электрической энергии	44
2.3. Анализ режима головных участков электрических сетей	47
2.4. Подход к оценке средних нагрузок трансформаторных подстанций распределительных сетей	51
2.5. Вероятностно-статистическая модель электрических нагрузок.....	53
2.6. Определение потерь электроэнергии стохастическим методом на основе факторного моделирования нагрузок.....	56

2.7. Оптимальное сочетание детерминированного и вероятностно-статистического методов расчёта потерь электроэнергии	63
2.8. Основные результаты и выводы.....	69
3. ИССЛЕДОВАНИЕ УЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕМОНТНЫХ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМАТИВНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	70
3.1. Корреляционный и регрессионный анализ	70
3.2. Исследование характеристик учёта потерь электроэнергии в нормальном и ремонтном режимах электроснабжения	72
3.2.1. Сопоставление потерь электроэнергии в нормальном и ремонтном режимах электроснабжения	72
3.2.2. Результаты расчётного моделирования	74
3.2.3. Пример расчёта относительного значения увеличения потерь электроэнергии	79
3.2.4. Сопоставление результатов расчёта потерь электроэнергии в нормальном и ремонтном режимах электроснабжения	84
3.2.5. Расчёт общей трудоёмкости расчётного моделирования.....	87
3.3. Методика оценки нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях	88
3.3.1. Постановка и описание задачи нормирования потерь электрической энергии	88
3.3.2. Основа методики нормирования и представление результатов	93
3.3.3. Алгоритм вычисления норматива потерь электроэнергии	94
3.3.4. Пример вычисления нормативных потерь электроэнергии с выявлением очага безучётного электропотребления	98

3.3.5. Усовершенствованный алгоритм определения нормативной величины потерь электроэнергии.....	107
3.4. Основные результаты и выводы.....	113
4. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННОГО, СТОХАСТИЧЕСКОГО И КОМБИНИРОВАННОГО МЕТОДОВ РАСЧЁТА И АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	115
4.1. Математическая модель и метод решения, реализованный в программном комплексе POTERИ.....	115
4.2. Характеристика и структура многофункционального программного комплекса POTERИ расчёта и анализа потерь электрической энергии	120
4.2.1. Общая характеристика программного комплекса POTERИ	121
4.2.2. Структура и алгоритм работы программного модуля SETИ	123
4.2.3. Структура и алгоритм работы программного модуля REG10PVT .	129
4.2.4. Структура и алгоритм программного модуля RES.....	134
4.2.5. Структура и алгоритм программного модуля VES.....	136
4.3. Расчёт параметров электрической сети и потерь электроэнергии с помощью программного комплекса POTERИ	139
4.4. Расчёт потерь электроэнергии и норматива на примере подразделения филиала ПАО «МРСК Сибири»–«Хакасэнерго».....	140
4.4.1. Экономико-географическая характеристика района	140
4.5. Расчёт параметров электрической сети с помощью программного комплекса POTERИ и лицензированной программы РАП–стандарт	146
4.6. Основные результаты и выводы.....	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	150
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	152

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	154
ПРИЛОЖЕНИЯ	173
ПРИЛОЖЕНИЕ А	174
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	191
ПРИЛОЖЕНИЕ В	195
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	211
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	221
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	225
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	227
ПРИЛОЖЕНИЕ З	232
ПРИЛОЖЕНИЕ И	241
ПРИЛОЖЕНИЕ К	242
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	243

ВВЕДЕНИЕ

Важную роль при планировании и анализе режимов работы систем распределения электрической энергии 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 параметров всей совокупности возможных режимов работы (многорежимности) электрических сетей, формируемой, главным образом, изменением электрических нагрузок и в меньшей мере изменением их оперативного состояния.

К основным параметрам многорежимности электрических сетей относятся интегральные характеристики режимов, среди которых, в первую очередь, выделяют потери ЭЭ, диапазоны и графики изменения напряжений в узлах, перетоков мощности в линиях электропередач и др. [1–6]. Непосредственное определение интегральных характеристик затруднено 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, а также потери являются ключевым обобщающим показателем при оценке эффективности функционирования РЭС [7–11].

Существуют проблемы достоверного расчёта потерь ЭЭ с разбивкой по классам напряжения, определения допустимых и фактических небалансов. Работа по расчёту нормативов потерь ЭЭ должна проводиться на основании энергетических обследований с привлечением независимых экспертов [12].

В рамках страны потенциал снижения потерь ЭЭ очень важен, а многие предприятия рассматривают учёт потерь ЭЭ как один из целевых показателей в области повышения энергетической эффективности [13–15].

На современном этапе развития наиболее малозатратными, действенными и актуальными способами снижения коммерческой составляющей потерь ЭЭ в сложившихся условиях экономической политики в стране являются следующие:

- использование мониторинговых систем, а также систем расчёта и анализа электропотребления, позволяющих выявлять возможные точки недоучёта;
- внедрение высокоточных программных комплексов для расчёта потерь ЭЭ в условиях недостаточной исходной информации.

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 (МИ-ИСП), 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 программных средств по расчёту и нормированию потерь ЭЭ в РЭС, но вопрос достоверного и точного расчёта потерь не утратил своей актуальности и требует доработки и дополнительного уточнения [12, 16–31]. И естественно, что это напрямую связано с отсутствием полной и достоверной информации о нагрузках электрических сетей различных ступеней напряжения.

Хотя существующие методы уже в достаточной мере изучены и опробованы, к проблеме совершенствования созданных и вновь разрабатываемых методов и алгоритмов, предложения наиболее эффективных способов моделирования электрических нагрузок и расчёта интегральных характеристик режимов в системах распределения ЭЭ, научный интерес только возрастает.

Распространение получили как детерминированные, так и вероятностно-статистические методы расчёта потерь ЭЭ [1, 3, 11, 21, 22, 31–36]. Улучшение эффективности расчётных методов может быть достигнуто в результате оптимального весового сочетания, анализа и оценки свойств и возможностей вероятностно-статистических и детерминированных методов расчёта потерь ЭЭ и тем самым в определённой мере компенсировать недостатки обоих методов.

В представленной работе учёт многорежимности предлагается выполнять с помощью модернизированных алгоритмов, основанных на головном учёте и статистическом моделировании графиков электрических нагрузок с определением интегральных характеристик режимов РЭС напряжением 6–110 (220) кВ.

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 РЭС 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 потерь 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 оптимально 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 (на 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 на комбинированном расчёте технических потерь ЭЭ. Выполнена программная реализация усовершенствованного алгоритма расчёта нормативного 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 ЭЭ 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 установленных 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 POTERI 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 (приложение Л).

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 POTERI 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 конференции «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 из-

даниях и одно свидетельство о государственной регистрации программ 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.

За качественное обсуждение и уточнение, корректировку и критические замечания в некоторой части обобщения и представления результатов автор выражает благодарность научному руководителю.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РОЛИ И МЕСТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЗАДАЧАХ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

1.1. Учёт потерь электроэнергии как способ повышения энергетической эффективности в области энергосбережения

В соответствии с «Прогнозом развития энергетики мира и России до 2040 года», который был составлен ФГБУН «Институтом энергетических исследований Российской академии наук» и ФГБУ «Аналитическим центром при Правительстве Российской Федерации», мировая энергетика возросла в 35 раз и за последние 150 лет, пройдя три этапа развития, длительностью 70 (до 1930 года), 50 (до 1980) и 30 лет (до 2010) каждый. Текущий период мирового энергопотребления характеризуется некоторым замедлением, которое указывает на то, что энергетика мира находится на стадии перехода в следующий четвёртый этап. В соответствии с данной стратегией основную роль в снижении темпов прироста энергопотребления будет играть структурное энергосбережение, которое заключается в изменении структуры отраслевой экономики с увеличением доли неэнергоёмких отраслей. К 2040 году доля неэнергоёмких отраслей превысит 50% [37].

Негативное влияние на общее состояние энергетической эффективности и энергосбережения в стране могут оказывать такие факторы как снижение темпов роста в сфере промышленного производства, уменьшение уровня инвестиционных вливаний в частичную или полную реконструкцию и модернизацию оборудования электрических станций и подстанций, замедление темпов роста валового внутреннего продукта, изменение условий макроэкономической политики. Так, наряду с высокозатратными средствами повышения энергетической эффективности, следует обратить особое внимание на менее затратные способы снижения потребления энергетических ресурсов, среди которых можно выделить основной – это снижение потерь ЭЭ [13–15, 38, 39].

Большинство ведущих европейских специалистов считают, что главными источниками аккумуляции потерь ЭЭ являются транспортная и жилищная сферы и для эффективной борьбы с потерями требуется предварительное их выявление [12–14, 31]. Однако, в России обстановка несколько иная. При выработке и транспортировке ЭЭ потери в среднем составляют около 20%. Уже не раз фиксировались случаи, когда потери только при транспортировке достигали 15%. Учитывая все составляющие потерь, полезно используется только (68–78)% ЭЭ (рисунок 1.1).

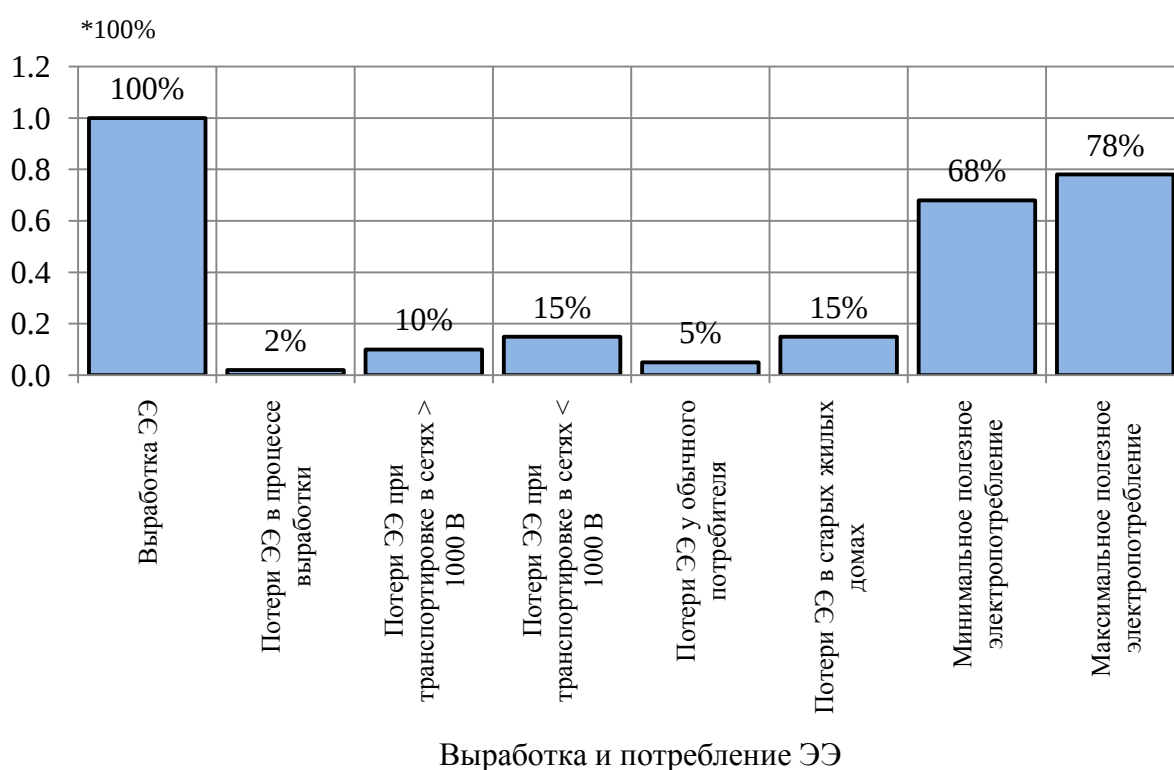


Рисунок 1.1. Уровень потерь при передаче и распределении ЭЭ

Производственный и технологический процесс выработки и транспорта ЭЭ неизбежно связан с потерями, которые полностью исключить нельзя – их можно только минимизировать до определённого предельного уровня, обусловленного физико-технологическими процессами. Наряду с уже имеющимися методиками и инструментами выявления потерь ЭЭ, эффективным способом анализа сверхнормативных потерь ЭЭ является энергетическое обследование, которое позволя-

ет обнаружить очаги и источники потерь, а также усовершенствовать и разработать новые более эффективные способы устранения.

Расчёт потерь ЭЭ необходимо выполнять для решения ряда важнейших задач: анализа структуры потерь; составления балансов ЭЭ; расчёта нормативной величины и допустимых границ; обоснования по развитию электрических сетей, выявлению очагов безучётного электропотребления и основных факторов потерь; оценки резервов и эффективности мероприятий по снижению потерь ЭЭ; оценки работы различных служб и подразделений; становления принципов материального стимулирования.

Укрупнено фактические (отчётные) потери ЭЭ, представляющие собой разницу между отпуском ЭЭ с шин подстанции в сеть и оплаченной ЭЭ, можно представить в виде двух основных составляющих: технологические потери и коммерческие потери (рисунок 1.2) [4, 6, 11, 36, 38].

<i>ТЕХНИЧЕСКИЕ</i> обусловлены физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло	<i>КОММЕРЧЕСКИЕ</i> обусловлены хищениями электроэнергии, несоответствием оплаты за электроэнергию потребителями по показаниям приборов учёта, задержкой платежей, неоплатой счетов и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением электроэнергии
<i>ФАКТИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</i>	
<i>РАСХОД ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ</i> необходим для обеспечения работы технологического оборудования подстанций, линий электропередач и жизнедеятельности обслуживающего персонала	<i>ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ</i> потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями измерений

Рисунок 1.2. Состав фактических потерь ЭЭ

В свою очередь, технологические потери включают в себя: технические потери ЭЭ; потери ЭЭ в виде расхода на собственные нужды и плавку гололеда в гололёдных районах страны; инструментальные потери.

Наибольший интерес для электросетевых компаний представляют коммерческие потери, поскольку они не имеют точного математического описания, что связано с различной природой их возникновения [38]. Общее (суммарное) значение коммерческих потерь определяется в виде отчётных потерь за вычетом потерь ЭЭ, связанных с технологическими особенностями физических процессов.

Появление в общей структуре такого вида потерь как коммерческие, может иметь разносторонний характер проявления фактора человеческого влияния. Эти проявления могут выражаться в экономических, юридических, организационных и даже психологических подоплёках. Наиболее весомая доля из всей совокупности потерь ЭЭ, приходится на потери коммерческие. Технологические потери, как правило, гораздо меньше, но при этом весьма значительны. В связи с этим, наилучшего результата при борьбе с потерями можно добиться путём реализации комплекса мероприятий по уменьшению именно коммерческих потерь. Чаще всего такие мероприятия требуют относительно небольших финансовых затрат и являются очень эффективными.

Укрупнённо коммерческие потери ЭЭ определяются такими составляющими как погрешность при измерении отпуска ЭЭ в сеть, а также безучётным электропотреблением или хищением ЭЭ [21, 22, 25, 38, 40–42]. Достоверный объём несанкционированного электропотребления на современном этапе учесть достаточно непросто, поскольку требуется фиксировать прямые факты незаконного потребления ЭЭ.

Опыт зарубежных стран в части реализации мероприятий по снижению потерь ЭЭ показал, что в целом подходы к локализации данной проблемы очень схожие [43, 44]. Такая составляющая коммерческих потерь как безучётное потребление ЭЭ, как правило, неразрывно связана с невысокими показателями уровня жизни населения в стране, а соответственно и степенью экономического

развития. В России в конце 20-го века показатель уровня жизни населения существенно снизился, что способствовало незамедлительному росту нетехнических или коммерческих потерь ЭЭ. Однако, в нынешнее время, даже для ведущих экономически развитых стран проблема минимизации коммерческих потерь ЭЭ является наиболее обсуждаемой.

В ряде случаев государственная политика, цена на ЭЭ определяют мотивацию населения каждой страны мира к экономии энергетических ресурсов. В качестве примера, приведём применяемые в странах зарубежья некоторые действенные экономические стимулы. Во Франции высокий спрос на энергоэффективную продукцию обеспечивается вычетами из налогооблагаемой базы расходов на её приобретение. В Германии производителям таких товаров или оборудования, технологий предусмотрены налоговые льготы (освобождение от налогов), что сказывается на формировании относительно невысокой цены на энергоэффективную продукцию. В Японии фактором стимулирования населения с частными домами является оплата правительством части стоимости, устанавливаемых солнечных батарей [43, 44].

Известно, что в сетях (0,38–10) кВ объём потерь ЭЭ может достигать значения 40% и более. Согласно статистике Международного энергетического агентства уровень (среднее значение) потерь ЭЭ в (8–10)% характерен для стран с развитой экономикой, а уровень в (10–30)% – для развивающихся стран. В 2013 году данный показатель составил в Южной Корее 3%, в Японии 5%, в России 9,6%, в Индии 18%. В 2000-е годы потери ЭЭ в Индии достигали значения в 30%. Конечно, каждая страна заинтересована в проведении эффективных мероприятий по снижению потерь ЭЭ. Например, к 2016 году «Россети» достигли уровня потерь ЭЭ в 8,8 % и в плане до 2021 года стоит задача достичь уровня (6–8)% [43, 45].

Приведём статистические данные потерь ЭЭ по отношению к произведённой ЭЭ (рисунок 1.3) по федеральным округам Российской Федерации за период с 2013 по 2017 год [45]. Наибольший уровень потерь ЭЭ отмечается преимущест-

венно в Северо-Кавказском федеральном округе.

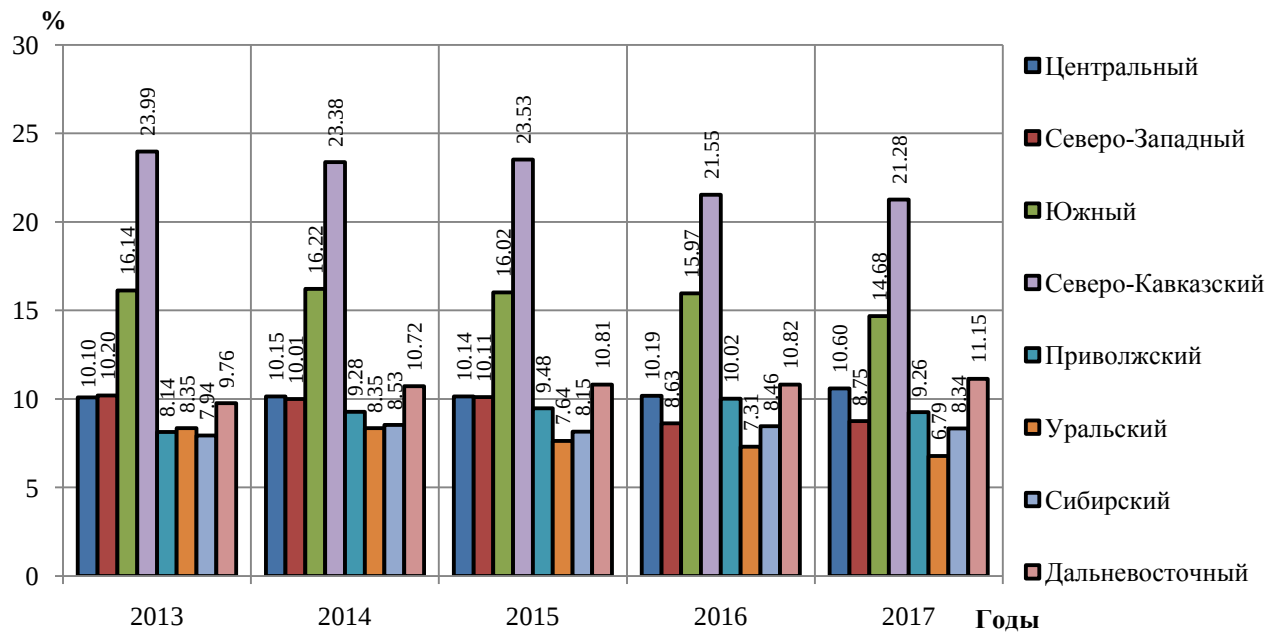


Рисунок 1.3. Статистические данные потерь ЭЭ по федеральным округам РФ

Приведём обобщённые статистические данные по уровню потерь ЭЭ по отношению к произведённой ЭЭ в Российской Федерации (РФ) за шесть лет (рисунок 1.4).

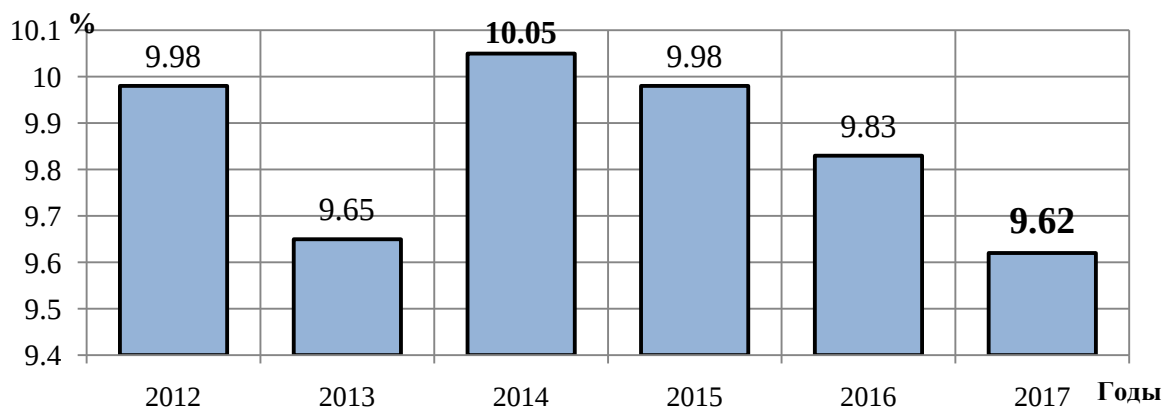


Рисунок 1.4. Уровень потерь ЭЭ в Российской Федерации

В 2017 году был зафиксирован наименьший уровень потерь ЭЭ в 9,62%, а в 2014 – наибольший 10,05%. В целом за последние годы потери ЭЭ в электрических сетях РФ соответствуют уровню (9–10)%.

Крупнейшей в России и мире компанией, обеспечивающей передачу и распределение ЭЭ, а также устойчивое существование реальных секторов экономики страны является Группа компаний «Россети». Приведём статистические данные уровня потерь ЭЭ по отношению к отпуску в сеть ЭЭ для некоторых ДЗО ПАО «Россети». Уровень относительных потерь ЭЭ в различных сетях находится в достаточно широком диапазоне (2,54÷53,6)% (таблица 1.1).

Таблица 1.1. Уровень потерь ЭЭ в ДЗО ПАО «Россети»

ДЗО ПАО «Россети»	Уровень потерь ЭЭ, %				
	2013	2014	2015	2016	2017
МРСК «Центра»	9,20	9,27	9,35	9,36	9,86
МРСК «Центра и Приволжья»	8,40	9,23	9,07	8,97	7,98
МРСК «Волги»	6,40	6,62	6,70	6,77	6,60
МРСК «Северо-Запада»	6,30	6,41	6,38	6,22	6,07
МРСК «Сибири»	7,60	7,58	7,26	7,68	7,63
«ТРК»	9,10	8,46	8,28	8,14	8,27
МРСК «Урала»	7,60	7,82	7,89	7,98	7,73
МРСК «Юга»	9,40	9,30	9,83	10,06	9,48
МРСК «Северного Кавказа»	14,60	19,78	21,84	23,08	21,78
«Чеченэнерго»	53,60	37,29	40,32	34,00	34,49
«Кубаньэнерго»	13,40	13,22	12,87	12,96	12,06
«МОЭСК»	9,20	8,77	8,55	8,33	8,24
«Ленэнерго»	10,10	11,08	12,21	10,91	11,47
«Тюменьэнерго»	2,60	2,55	2,54	2,54	2,61
«Янтарьэнерго»	19,30	18,48	18,44	16,99	15,47
Итого по РЭК	8,0	8,35	8,47	8,46	8,35
Итого по ПАО «Россети»	9,4	9,52	9,64	9,65	9,22

Наибольший уровень потерь ЭЭ наблюдается в МРСК «Северного Кавказа», который в 2016 году достиг значений 23,08%, а также в «Чеченэнерго», который в 2013 году составил 53,60%. Однако, уровень потерь ЭЭ в данных ДЗО имеет различную тенденцию изменения за 5 лет. Если в МРСК «Северного Кавказа» прослеживается тенденция к росту, то в «Чеченэнерго» – к снижению величины потерь ЭЭ. Отмечаются высокие относительные потери ЭЭ также в Янтарьэнерго (19,30%) и Кубаньэнерго (13,40%). Относительно высокие потери ЭЭ с уровнем от 9 до 11% отмечены в электрических сетях МРСК Центра, МРСК Юга, Лен-

энерго [45].

В целом уровень потерь ЭЭ в ПАО «Россети» соответствует (9–10)%, а по распределительному комплексу (8–9)% (рисунок 1.5). В 2016 зафиксировано максимальное значение уровня потерь ЭЭ при его незначительном росте по отношению к предыдущим периодам функционирования компании.

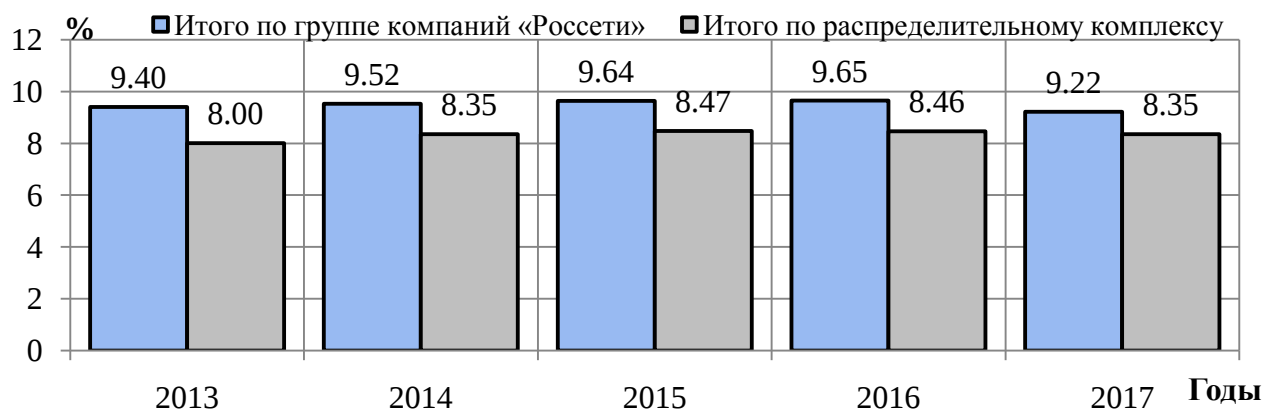


Рисунок 1.5. Уровень потерь ЭЭ в ПАО «Россети»

Итак, современный этап развития России можно охарактеризовать ключевыми направлениями в стратегии энергосбережения [44–47]: реконструкция и модернизация оборудования, применение энергосберегающих технологий с целью уменьшения потерь ЭЭ (расширение интенсивного энергосбережения); использование интеллектуальных систем (систем АИИС КУЭ) для решения проблемы точного учёта ЭЭ [48–53]; переработка и усовершенствование нормативной базы, введение новых стандартов и ГОСТов в систему контроля и учёта потерь ЭЭ; совершенствование методов расчёта потерь ЭЭ; повышение уровня квалификации персонала электроэнергетических компаний; цифровизация – внедрение новейших цифровых и интеллектуальных технологических решений.

Таким образом, использование в России энергосберегающих технологий и реализация множества других определённых направлений позволит относительно конструктивными методами существенно снизить нагрузку на государственный и федеральные бюджеты, сдерживать увеличение тарифов на ЭЭ и соответственно повышать уровень экономики в стране.

1.2. Особенности функционирования распределительных сетей

При создании электрической сети выполняется, как правило, предварительный расчёт потерь мощности и ЭЭ. При этом оптимальное экономически обоснованное решение принимается на основе анализа большого количества признаков, среди которых потери ЭЭ не являются определяющими. Соответственно выбор расчётных нагрузок может быть определён лишь приближённо и приводить к большим погрешностям при расчёте потерь ЭЭ. В условиях эксплуатации требования к расчёту потерь ЭЭ становятся определяющими, при этом потери ЭЭ приобретают обособленное значение, характеризую техническое состояние сетей и эффективность ведения режима [5, 14, 15, 19, 54, 55].

Основной задачей сетевого предприятия является эксплуатация РЭС, которая в нормальных и послеаварийных режимах должна обеспечивать потребителей ЭЭ надёжным электроснабжением и качественной ЭЭ [6, 56–58]. Для уменьшения числа и длительности перерывов в электроснабжении при эксплуатации распределительных сетей важную роль играет своевременное проведение ремонтов и обслуживания электрического оборудования.

Электрическая сеть, являясь технически сложным объектом энергосистемы, практически всегда остаётся открытым к воздействию природных, техногенных, климатических и других внешних факторов, что может приводить к различного рода отказам и ложным непредусмотренным воздействиям на первичное электрооборудование – отключениям. Отключения могут приводить к кратковременному или длительному прерыванию электроснабжения потребителей, имеющих различную степень ответственности и важности [56]. На рисунке 1.6 приведены статистические данные о количестве аварийных отключений в электрических сетях 110 кВ и выше ЕЭС России за 5 лет [59]. В указанной статистике учтены аварии, произошедшие как по причинам, связанным с недостатками в технологической и технической деятельности организаций, так и по причинам, не зависящим от их деятельности – воздействия посторонних лиц, птиц и животных, сверхнор-

мативных стихийных явлений и прочих обстоятельств. В 2013 году зафиксирована наибольшая аварийность – в июле достигла значения 3198 отключений. В целом по годам отмечается тенденция к повышению системной надёжности электрических сетей и снижению их аварийности.

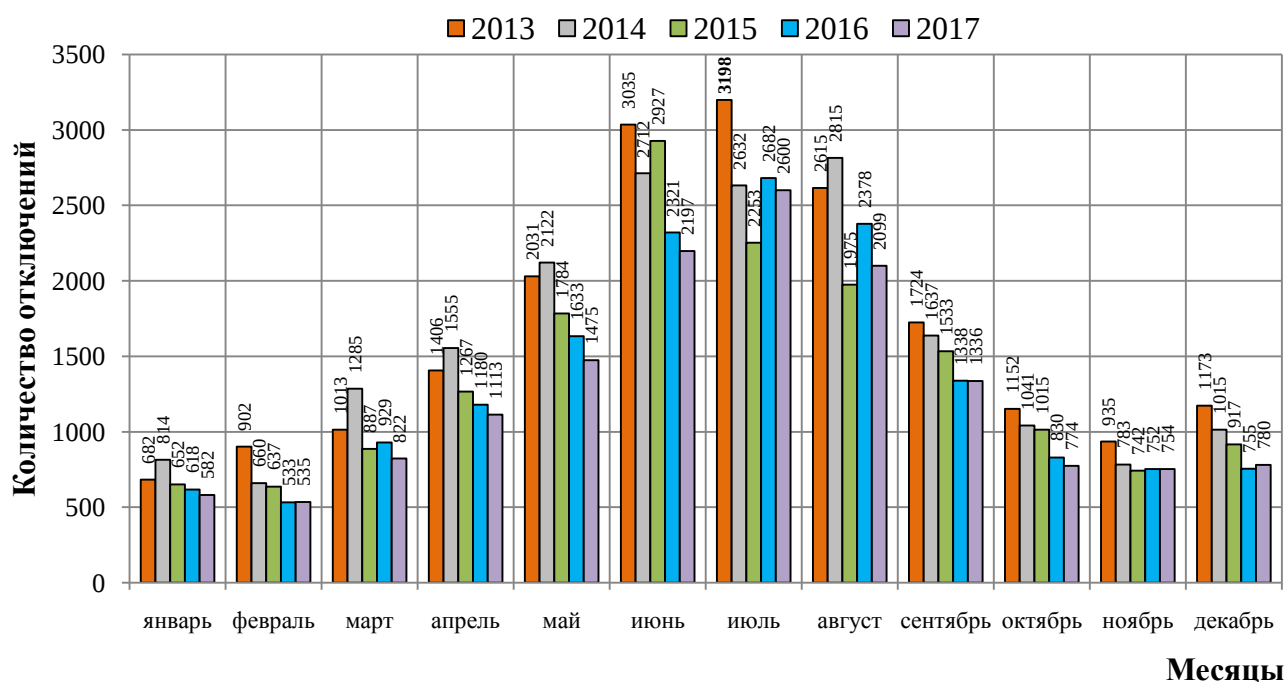


Рисунок 1.6. Количество аварийных отключений в электрических сетях 110 кВ и выше ЕЭС России

Для распределительных сетей 6–35 кВ статистика аварийных отключений и связанная с ними длительность ремонтных режимов электроснабжения формируется по данным анализа оперативных журналов диспетчерских центров предприятий.

Для разработки мероприятий с целью повышения надёжности и улучшения функционирования сетей необходима детальная проработка вопроса причин аварийных отключений с целью установления количественных связей влияния различных факторов на аварийность. Разработка и применение таких мероприятий должно способствовать снижению общего количества и суммарной длительности аварийных отключений и соответственно ограничению роста суммарных по-

терь ЭЭ.

Приведём сведения о среднем времени ликвидации аварийного режима и соответственно длительности послеаварийного режима электроснабжения, объёме недопоставленной ЭЭ и экономическом ущербе в ПАО «ФСК ЕЭС» за пятилетний период [60] (таблица 1.2).

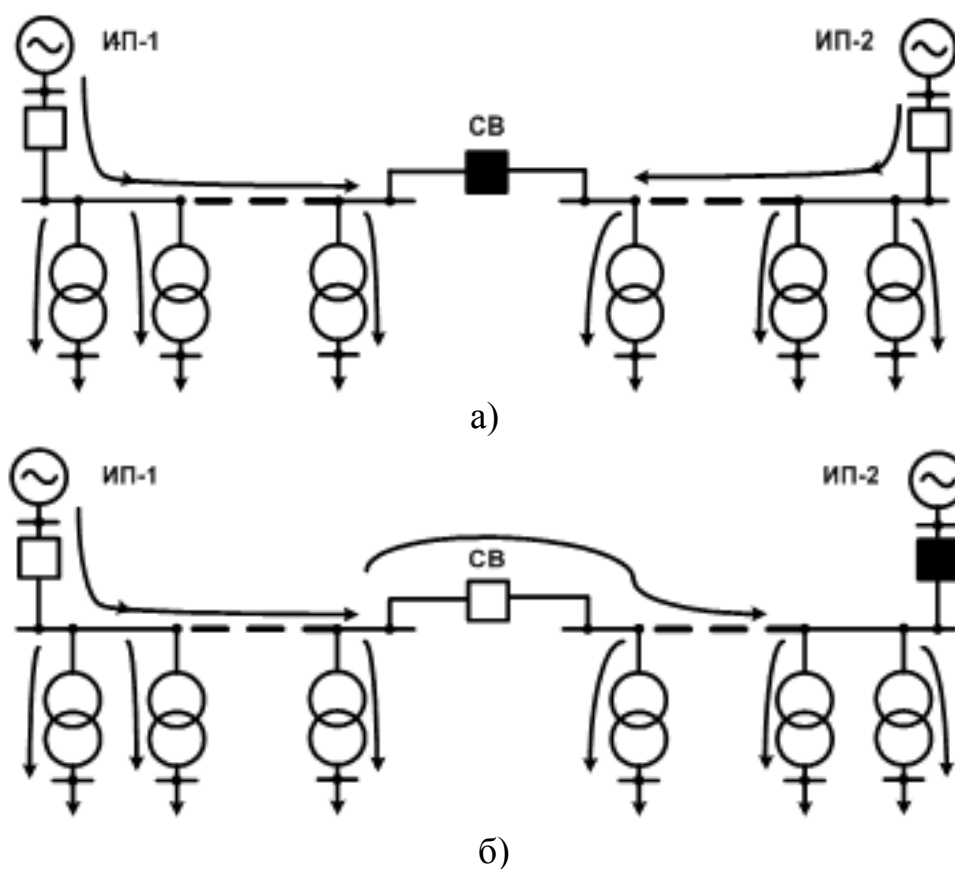
Таблица 1.2. Сводные данные о среднем времени ликвидации аварийного режима, объёме недопоставленной ЭЭ и экономическом ущербе

Показатель	Годы				
	2013	2014	2015	2016	2017
Среднее время ликвидации аварийного режима, ч	8,4	13,7	10,2	11,3	13,2
Недоотпуск ЭЭ, тыс. кВт·ч	2768	3565	1725	1397	4740
Экономический ущерб, тыс. руб.	46159	245483	95011	11800	300686

В ПАО «ФСК ЕЭС» среднее за год время ликвидации аварийного режима не превысило 14 часов, а по среднее за месяц – 45 часов (январь 2016 года). Наибольший экономический ущерб от недоотпуска ЭЭ зафиксирован в 2017 году и составил более 300 млн. руб. Отметим, что в указанной статистике приведены усредненные значения длительности ликвидации аварийного режима, однако в частных случаях эти значения могут измеряться количеством суток.

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 (ростом уровня токов короткого замыкания, усложнением релейной защиты и автоматики, оперативного послеаварийного обслуживания и др.). При трёх- и многостороннем питании отключение одного из питающих участков не приводит к существенному в сопоставлении с режимом нормального электроснабжения росту нагрузки оставшихся в работе питающих участков и соответственно потерь ЭЭ в них.

В общем случае РЭС 6–35 кВ, проектируемые как замкнутые сети с двусторонним питанием, секционируются и работают разомкнуто, при этом определяется оптимальная по критерию минимума потерь точка секционирования (рисунок 1.7.а). Секционирование сетей считается временным и вынужденным решением, среди недостатков которого следует отметить: снижение жёсткости системы; затруднение нормальных и утяжеление послеаварийных режимов; усложнение условий регулирования напряжения; увеличение потерь мощности и ЭЭ. Расчёт потерь ЭЭ в таких разомкнутых участках замкнутой сети выполняется по алгоритмам, информационную основу которых составляют данные системы головного учёта [61–64]. При выполнении ремонтных работ на одном из источников или его головном участке секционированные участки объединяются в один с увеличенной протяжённостью и нагрузкой (рисунок 1.7.б), что неизбежно вызывает рост потерь ЭЭ [65, 66].



а – нормальный режим; б – ремонтный режим электроснабжения;

Рисунок 1.7. Обобщённые схемы электрической сети

При текущей эксплуатации распределительных сетей постоянно изменяется их конфигурация в связи с проведением периодических плановых или аварийных (послеаварийных) ремонтов (ремонтные режимы) и соответственно увеличиваются потери ЭЭ в зависимости от длительности ремонтного состояния участка РЭС. Для учёта этих изменений возникает необходимость вносить поправку в результаты расчёта потерь ЭЭ, выполняемого по нормальной исходной схеме [67]. В случае нетрудоёмкого определения такой поправки отпадает необходимость детально отслеживать текущие изменения отпуска ЭЭ в сеть, конфигурации и состава сетей, непрерывно корректировать схемы замещения участков сетей (отходящих питающих линий), число которых для предприятий сетевых компаний может достигать нескольких сотен. В итоге резко снижается трудоёмкость формирования ежемесячных отчётов по потерям ЭЭ с сохранением качества анализа потерь по неизменной исходной схеме. Таким образом, задача нетрудоёмкого учёта потерь ЭЭ в ремонтных режимах электроснабжения становится весьма актуальной.

1.3. Моделирование при исследовании характеристик электрических систем и их информационная обеспеченность

В современной практике эксплуатации больших промышленных систем и комплексов часто используется эмпирический подход. Это объясняется тем, что большую систему принципиально точно описать очень сложно и тем более точно предсказать ее поведение практически невозможно. Экспериментальные исследования организованных систем заключаются, как правило, в наблюдении за результатом изменения одного фактора при постоянстве прочих. Фактически единственный метод, который позволяет облегчить формирование и эксплуатацию такой системы – это моделирование и в первую очередь математическое [68–71].

В определённом смысле математическими моделями называют программные комплексы, где сложные вычислительные операции моделирования физиче-

ских процессов и явлений реализуются с помощью различных языков программирования (FORTRAN, DELPHI, C, C++ и др.). В настоящее время разработчики программных комплексов стараются создавать универсальные модели для целенаправленного практического применения. В области электроэнергетики примером таких математических моделей являются многофункциональные программные комплексы для расчёта электрических режимов сетей различного класса напряжения: МУСТАНГ, RASTRWIN, РАП, РТП, СДО-6, АНАРЭС-2000, КОСМОС, АРЕМ, PSS/E, POWERFACTORY, NETOMAC, SIMPOW [23–27]. Широко применяются также мощные математические пакеты моделирования как КОМПАС и MATLAB.

Наиболее известными в области расчёта и анализа потерь ЭЭ являются две программные разработки, которые в России получили достаточно широкое распространение и внедрение в различные сети и организации:

- 1) Программный комплекс «РАП-стандарт», г. Москва [23].
- 2) Программный комплекс «РТП», разработанный ООО «Энергоэкспертсервис», г. Москва [24, 25].

Для исследования характеристик процесса математическое моделирование функционирования простых и сложных систем разделяют на аналитическое, имитационное и комбинированное (рисунок 1.8). Комбинированное моделирование объединяет достоинства аналитического и имитационного моделирования [70–73].

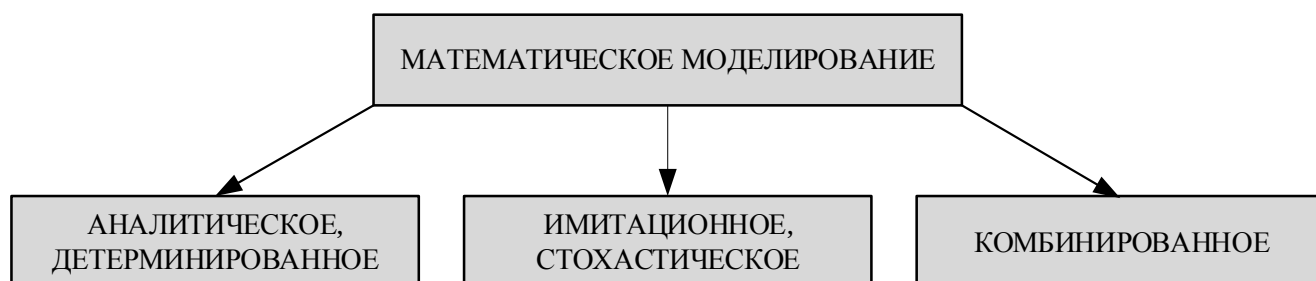


Рисунок 1.8. Виды математического моделирования для исследования характеристик процесса

В РЭС информации¹, специально предназначенной для расчёта и анализа потерь ЭЭ и достаточной в полном объёме, в условиях эксплуатации, как правило, не существует. Для нагрузок РЭС свойственна стохастичность поведения, отсутствие строгого математического описания физических процессов, непостоянство схемно-режимных параметров и структуры – многорежимность, скоротечность описываемых процессов, наличие более двух критериев управления – многокритериальность, нехватка исходной информации, то есть РЭС функционируют в условиях высокой степени неопределённости, неполноты информации [74–78]. Поэтому на различных временных и территориальных уровнях для определения интегральных характеристик и параметров режима сети такие свойства нагрузок способствовали становлению и развитию различных имитационных, стохастических математических моделей и методов. Детерминированные же методы в данном случае используют определённую информацию о параметрах головных участков – отпуске ЭЭ, а также потреблении ЭЭ. Таким образом, информацию о режиме энергосистемы условно разделяют на детерминированную и стохастическую [73].

Детерминированная информация считается определённой и численно однозначной, например, это параметры ЛЭП и трансформирующих устройств. К достоинствам детерминированного моделирования можно отнести: сравнительную простоту; однозначность решения; высокую степень завершённости. Недостатком детерминированного метода является жесткость граничных условий.

Стохастическое моделирование реальных систем применяется в случае, когда нет возможности аналитически представить процесс. Стохастическая информация не стабильна и зависит от ряда различных факторов, таких как, количество включаемых и отключаемых электропотребителей в единицу времени, токи в ветвях и напряжения в узлах электрической сети в определенный момент времени, которые необходимо рассматривать как случайные величины. Имитационный характер модели связан с наличием в системе разного рода неконтролируемых,

¹ Термин «информация» применяется в узком смысле как конкретные количественные сведения или данные.

но существенных факторов, которые моделируются статистически. Изменение же случайных величин во времени рассматривается как случайный процесс, математическая форма представления которого базируется на статистической обработке данных и математическом аппарате теории вероятностей. Для расчёта потерь ЭЭ в сетях разных классов напряжения используются различные подходы и методы. Это, прежде всего, связано с характером исходной информации о схемах и нагрузках в узлах, а также с объёмом этой входной информации. Среди достоинств стохастического моделирования применительно к промышленным объектам можно выделить следующие: динамический характер отображения процессов в моделируемом объекте; возможность учёта большого числа случайных факторов; возможность проведения статистических экспериментов; возможность управлять масштабом времени – годы практической эксплуатации реальной системы можно промоделировать в течение нескольких секунд или минут [33, 34, 70–73].

В настоящее время, стремительное развитие рыночных отношений в энергетике способствует расширению состава неопределённых факторов и схемно-режимных условий. В связи с этим качественное информационное обеспечение является одним из ключевых средств повышения точности и достоверности расчёта потерь ЭЭ при построении эффективных расчётных методик и методов.

Если рассматривать потери ЭЭ в качестве объекта для системного исследования, то, прежде всего, необходимо начинать с анализа информационной обеспеченности электрических сетей [12, 31, 52, 54]. Под информационной обеспеченностью следует понимать совокупность условий, гарантирующих её достоверное и оптимальное решение, в частности для задачи оценки и расчёта потерь ЭЭ. Среди таких условий можно выделить метрологические, методические, математические и внешние условия.

На рисунке 1.9 приведена структура требуемой информационной обеспеченности в части проблемы расчёта потерь ЭЭ.

Структура включает в себя оперативно-технологическую, производственно-техническую и производственно-статистическую информацию, формирование ба-

зы данных о схеме и измерительных комплексах, формирование массивов режимных параметров, электропотребления и их статистическую обработку.



Рисунок 1.9. Общая структура требуемой информационной обеспеченности

Характеристика и подробное описание элементов структурной схемы приведены в источнике [54].

Для сетей 110 кВ и выше наиболее точным источником данных о параметрах режима электрической сети для расчётов является телеинформация. При оперативно-диспетчерском контроле режима таких электрических сетей применяют телеметрические средства – телеизмерения, телесигнализация и телеуправление. Анализ режимов работы сетей производится с помощью статистической обработки замеров потоков мощности по ЛЭП, которые передаются на диспетчерский пункт по каналам телеизмерений. Наиболее полной является информация о значениях энергии, потребленной в узлах за отчётный месяц, и конфигурация суточных графиков нагрузки в дни контрольных замеров. Телесигнализация охватывает

почти все элементы энергосистемы напряжением 110 кВ и выше, что позволяет контролировать любые структурные изменения включённого оборудования электростанций и электрических сетей.

Для сетей 35 кВ характерно то, что замеры значений активной и реактивной мощности могут измеряться не ежечасно, а только в определённые часы суток, например – часы утреннего, вечернего максимума и ночного минимума. Также для анализа используются значения ЭЭ, потребленной (оплаченной потребителями) в узлах за отчётный месяц и информация о коэффициенте заполнения графика нагрузки.

В сетях 6–20 кВ известными являются параметры схем фидеров, отпуск ЭЭ в каждом фидере через головной участок или общее потребление ЭЭ. Часто для вычисления примерных значений ЭЭ на каждой трансформаторной подстанции принимают такое допущение, что суммарное потребление ЭЭ между этими трансформаторными подстанциями распределяется пропорционально их номинальной мощности.

Сети 0,38 кВ характеризуются неравномерностью фазовых нагрузок, наличием неполнофазных участков. Часто нагрузки в таких сетях однофазные и подключены как поперечные элементы схемы – между фазой и нулем на напряжение 0,22 кВ, поэтому расчёт электрических режимов таких сетей следует проводить по каждой фазе в отдельности.

В современных условиях при постоянном наращивании производственных мощностей, расширении промышленных комплексов, функционирование РЭС происходит в условиях усиления неопределённости и неполноты входной информации, в связи с чем, значимость проблемы достоверного и точного расчёта потерь ЭЭ только возрастает. Таким образом, для анализа, прогнозирования и точного расчёта потерь ЭЭ в условиях неопределённой информации необходим комплексный или системный анализ применительно к электросетям различного класса напряжения.

1.4. Основные методы расчёта и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях

Известно, что наиболее точным и часто применяемым в качестве эталонного для сравнения с другими методами, является метод непосредственного интегрирования. Так, чтобы вычислить потери ЭЭ с высокой точностью необходимо суммировать потери активной мощности по результатам d-расчётов УР, количество которых может быть весьма большим. Вместе с тем, использование такого метода ограничивается чрезмерной трудоёмкостью, а также вероятностным и частично неопределённым характером исходных данных о нагрузках, что свойственно для сетей низкого класса напряжения. Определить точное значение потерь ЭЭ за интервал времени T возможно только при наличии графиков изменения электрической нагрузки в течение анализируемого периода. В целом многорежимные методы можно охарактеризовать высокой трудоёмкостью, что обуславливается подготовкой, расчётами и обработкой значительного количества УР и большого объёма информации. Получение полной исходной информации для РЭС является технически нецелесообразным и экономически неэффективным, вследствие чего в настоящее время разработан ряд практических методов, позволяющих с приемлемой точностью упрощённо определять интегральные характеристики электрических сетей с учётом их реальной информационной обеспеченности. В связи с этим все способы определения параметров режима электрической сети, в частности потерь ЭЭ, имеют погрешности, среди которых укрупнённо выделяют методические, возникающие вследствие подмены реального процесса моделью, и информационные, связанные с недостаточной достоверностью и полнотой исходных данных. Снижение или полное исключение информационной ошибки станет возможным только после внедрения в РЭС автоматизированных систем контроля режимов. Важным аспектом становится необходимость проработки математического аппарата, моделей и методов корректного использования информации АСДУ и АИИС КУЭ, разработка новых и адаптации существующих алго-

ритмов и программного обеспечения. Необходимо создание способов расчёта и анализа потерь ЭЭ, позволяющих в полной мере использовать возможности АИИС КУЭ [48–53]. Однако, в ближайшем будущем нет оснований полагать, что произойдёт оснащение средствами ТИ и ТС сетей напряжением 35 кВ и ниже, поскольку в нынешнее время оборудованы данными системами далеко не все сети высокого напряжения. Поэтому не теряет своей актуальности задача расчёта и анализа потерь ЭЭ за расчётный период (сутки, месяц, квартал) на основе расчёта потерь мощности в ограниченном числе входящих в этот период режимов.

В сетевых организациях расчёт потерь ЭЭ ведётся в соответствии методами, официально утверждёнными Министерством энергетики РФ и принятыми в качестве основных методов расчёта нагрузочных потерь ЭЭ для электрической сети любой конфигурации в целом [8–11]. Данные методы расчёта нагрузочных потерь ЭЭ следует отнести к детерминированным, поскольку они основываются на использовании детерминированной исходной информации, касающейся физико-технических параметров электрической сети (состав схемы, её конфигурация и т. д.).

В таблице 1.3 приведены методы, расположенные в порядке снижения точности, расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в электрических сетях, использование которых обусловлено имеющейся информацией о схемах и параметрах нагрузки.

Таблица 1.3. Нормативные методы расчёта нагрузочных потерь ЭЭ.

№	Метод расчёта	Выражение для расчёта	Применение
1.	Метод оперативных расчётов	$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t_{ij}$	Сети 330–750 кВ
2.	Метод расчётных суток	$\Delta W_{н\ j} = k_{л} \cdot k_{ф.м}^2 \cdot \Delta W_{сут} \cdot D_{экв\ j}$	Сети 35–220 кВ при отсутствии реверсивных перетоков
3.	Метод средних нагрузок	$\Delta W_{н\ j} = k_{л} \cdot k_{к} \cdot \Delta P_{ср} \cdot T_j \cdot k_{ф}^2$	Сети 35–220 кВ при наличии реверсивных перетоков; сети 6–20 кВ
4.	Метод числа часов наибольших потерь мощности	$\Delta W_{н\ j} = k_{л} \cdot k_{к} \cdot \Delta P_{max} \cdot T_j \cdot \tau_o$	Сети 35 – 220 кВ при отсутствии данных о потреблении ЭЭ на ПС 35 кВ

№	Метод расчёта	Выражение для расчёта	Применение
5.	Методы расчёта потерь ЭЭ в сети 0,38 кВ	Расчёты выполняются на основе обобщенной информации о схемах и нагрузках сети, режимных параметрах сети и в зависимости от величины падения напряжения	Сети 0,38 кВ
<i>Условные обозначения:</i> n – число элементов сети; Δt_{ij} – интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i-го элемента сети с сопротивлением R_i принимается неизменной; m – число интервалов времени; $\Delta W_{\text{сут}}$ – потери ЭЭ за сутки расчетного месяца; $W_{\text{ср.сут}}$ – среднесуточный отпуск ЭЭ в сеть; $k_{\text{л}}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре воздушных линий; $k_{\text{ф.м}}^2$ – коэффициент формы графика суточных отпусков ЭЭ в сеть; $D_{\text{экв } j}$ – эквивалентное число дней в j-м расчётном интервале. $\Delta P_{\text{ср}}$ – потери мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов; $k_{\text{ф}}^2$ – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчётный интервал; $k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети; T_j – продолжительность j-го расчётного интервала, ч ΔP_{max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети; τ_0 – относительное число часов наибольших потерь мощности, определённое по графику суммарной нагрузки сети за расчётный интервал.			

Как известно, реализация метода 1 завышает потери ЭЭ относительно эталонных значений, а применение метода 2 занижает. Использование способа 3 расчёта потерь ЭЭ по данным средних нагрузок является более приоритетным в сравнении с методом 4 числа часов наибольших потерь, что обусловлено различной величиной информационной погрешности. Усреднённые данные о значениях нагрузок, полученных по показаниям счётчиков, имеют меньшую ошибку. Погрешности при наибольших нагрузках выше, что связано с эпизодическими, нередко не попадающими в действительный максимум работы энергосистемы, контрольными замерами. Следует отметить, что нормативные метод 4 числа часов наибольших потерь и способ 5 расчёта потерь по обобщенной информации о схемах, нагрузках и режимных параметрах сети не представляют практического интереса с точки зрения их применения в автоматизированных системах.

Из выше изложенного следует, что в условиях функционирования автоматизированной системы, позволяющей определять потери ЭЭ путем использования

данных АСДУ и АИИС КУЭ, способы определения технических потерь ЭЭ в сетях должны основываться на принципах, заложенных в методах оперативных расчётов и средних нагрузок. Применение метода расчётных суток №2 в реальных условиях не всегда является целесообразным.

Режимы электрических сетей также можно характеризовать как случайные явления, поэтому в условиях неполноты исходной информации наряду с общепринятыми нормативными методами расчёта нагрузочных потерь ЭЭ разрабатываются методики, основанные на вероятностно-статистическом моделировании информации о нагрузках в узлах [1, 3, 32–34]. Данные методики формируются на основе регрессионного, факторного анализа и анализа ряда Фурье и приемлемой для практических расчётов с достаточной точностью. Исходной статистической информацией для построения регрессионной модели являются результаты расчётов потерь ЭЭ на репрезентативной выборке РЭС, объём которой должен характеризовать полученные результаты для совокупности РЭС с заданной достоверностью.

1.5. Направления совершенствования методов расчёта потерь электроэнергии

Существуют и длительное время используются в практических целях различные методы определения технических потерь ЭЭ. Однако, проблема повышения точности и достоверности расчёта технических потерь ЭЭ не теряет своей актуальности и в настоящее время, что это связано в первую очередь с отсутствием полной и достоверной информации о нагрузках электрических сетей различных классов напряжения. В связи с этим разрабатываются и апробируются дополнительные методики и алгоритмы, уточняющие расчётную величину технических потерь ЭЭ [28, 40, 42, 63, 64, 66, 79].

Большинство направлений минимизации ошибки расчёта нагрузочных потерь ЭЭ обосновано результатами статистических испытаний над случайной ве-

личной на репрезентативной выборке. Рассмотрим основные способы, повышающие точность расчёта технических потерь ЭЭ с заданным уровнем достоверности.

При возможном не учёте внутримесячного хода температуры и электропотребления для выборки из $k = 78$ независимых опытов над случайной величиной δ , выборочная средняя ошибки расчёта потерь ЭЭ составила $\delta_{cp} = -6,55\%$, а эмпирическая дисперсия $\sigma^2 = 14,23$. С точностью 0,849 математическое ожидание ошибки δ покрывается доверительным интервалом $(-7,40; -5,70)$ с надежностью 0,95, то есть расчёт по среднемесячной температуре даёт заниженное значение потерь ЭЭ на величину примерно $-6,55\%$. Таким образом, для получения потерь ЭЭ, близких к эталонным, предложено рассчитанные детерминированным способом значения потерь ЭЭ в ВЛ, определяемые по среднемесячной температуре и месячному пропуску ЭЭ, увеличивать в $k_{cp.m.} = 1/(1-0,0655) \approx 1,07$ раз. Влияние на потери ЭЭ в ЛЭП (через параметры $R(t_n)$ – функции температуры провода) внутримесячного изменения режимно-атмосферных факторов (температуры воздуха, скорости и направления ветра, солнечного излучения и др.) и электропотребления учитывается в выражении потерь следующим образом:

$$\Delta W = 3k_{cp.m.} \cdot k_{\phi}^2 \sum_{j=1}^m I_{cpj}^2 \cdot R_j(t_n) \cdot T = k_{cp.m.} \cdot \sum_{j=1}^m \Delta P_{cp} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T. \quad (1.1)$$

Следует отметить, что данная поправка является минимальной, поскольку получена на основе заниженных до 1,0% суточных потерь ЭЭ, определённых по среднесуточной температуре [80–83].

Следующее уточнение расчётного значения нагрузочных потерь ЭЭ в детерминированном методе заключается во введении в погрешность расчёта поправки [41, 42], величина которой определяется суммарной загрузкой ξ и структурой схемы электрической сети k_z . Структура сети учитывается отношением суммарного полного сопротивления ЛЭП $\sum Z_j^w$ к суммарному полному сопротивлению трансформаторов $\sum Z_i^T$:

$$k_z = [\sum \underline{z}_j^w] / [\sum \underline{z}_i^T] > 0,05, [\sum \underline{z}_j^w] / [\sum \underline{z}_i^T] \leq 0,05. \quad (1.2)$$

Аппроксимирующие функции зависимостей $\delta_{БЛ} = \varphi(\xi)$ и $\delta_{ТР}^{нагр} = \psi(\xi)$ погрешностей расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах представляются в виде полиномов второй степени.

Для схем РЭС с $k_z > 0,05$:

$$\delta_{БЛ} = -1,15 + 1,38\xi - 11,00\xi^2, \delta_{ТР}^{нагр} = -5,79 + 9,99\xi - 10,97\xi^2. \quad (1.3)$$

Для схем РЭС с $k_z \leq 0,05$:

$$\delta'_{БЛ} = 0,97 - 2,91\xi - 0,05\xi^2, \delta'_{ТР}^{нагр} = -1,91 - 0,05\xi - 2,20\xi^2. \quad (1.4)$$

Представленные функции (1.3), (1.4) в зависимости от загрузки и структуры сети позволяют вводить в расчётные значения ΔW_i^P нагрузочных потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах динамические поправки в виде $\Delta W_i^P \cdot (1 + \delta/100)$. В итоге, с надёжностью 95% с результирующей ошибкой до 0,210 суммарная погрешность расчёта технических потерь ЭЭ в РЭС находится в интервале $-0,51\%$ до $-0,09\%$ со средним значением близким к нулю ($\sigma^2=3,16$) и наибольшим рассеянием от $-2,5\%$ до $1,5\%$, с теснотой связи от 0,71 до 0,87. Таким образом, учёт влияния структуры схемы наряду с загрузкой сети дает более узкий интервал погрешности расчёта нагрузочных составляющих потерь ЭЭ в линиях $\Delta W_{БЛ}^P$ и трансформаторах $\Delta W_{ТР}^P$ (технической составляющей) при высоких значениях коэффициентов корреляции и, следовательно, позволяет уточнить и коммерческую составляющую потерь ЭЭ.

Для проверки расчётной формулы нагрузочных потерь ЭЭ стохастическим методом (2.59) на суточном и месячном интервалах времени, анализа и оценки потерь ЭЭ проведено экспериментальное исследование [84–86]. В качестве эталонных приняты потери ЭЭ, полученные методом непосредственного суммирования (статистических испытаний) путём расчёта $d=12$ ($d=31$) установившихся режимов. Выборка из $k=36$ независимых опытов характеризуется выборочной средней $\delta_{ср} = -1,69\%$ «исправленной» дисперсией $\sigma^2=0,719$. С точностью $\varepsilon=0,29$

и надёжностью $\beta=0,95$ математическое ожидание ошибки δ покрывается доверительным интервалом $(-1,98; -1,40)$ %. Для получения суточных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь увеличить в $1/(1-0,0169) \approx 1,017$ раза. Выборка из $k=10$ независимых опытов характеризуется выборочной средней $\delta_{cp} = -1,35$ % «исправленной» дисперсией $\sigma^2=0,387$. С точностью $\varepsilon = 0,44$ и надёжностью $\beta=0,95$ математическое ожидание ошибки δ покрывается доверительным интервалом $(-1,79; -0,91)$ %. Для получения месячных потерь ЭЭ, близких к эталонным, необходимо расчётное значение потерь ЭЭ увеличить в $1/(1-0,0135) \approx 1,014$ раза. При известных графиках нагрузок ошибка расчёта потерь ЭЭ всегда отрицательная. Это обусловлено недобором дисперсии за счёт использования только M первых собственных чисел и собственных векторов МКМ, применением линеаризованной системы УУН, а также приближённым характером расчёта дисперсионной составляющей потерь ЭЭ.

Предпосылки к объединению детерминированного и стохастического подходов к расчёту потерь ЭЭ условно можно разделить на три группы.

1. Информационные: - детерминированный характер в большей мере присущ информации о составе, конфигурации и параметрах схемы; - вероятностно-статистический присущ информации об изменениях нагрузок в узлах и потоках по ветвям.

2. Методические: - каждый из методов опирается на определённый набор допущений, часть из которых не совпадает; - подходы к расчёту потерь ЭЭ, свойственные детерминированным методам (расчёт потерь по данным головного учёта), являются основой для использования стохастических алгоритмов расчёта потерь ЭЭ в РЭС; - подход к определению неравномерности электропотребления, построенный на основе статистической модели нагрузок существенно повышает качество результатов расчёта детерминированным методом; - объединение результатов расчёта по двум алгоритмам и предварительное центрирование относительно нуля погрешности обоих методов при помощи коэффициентов, полиномов позволяет снизить дисперсию погрешности относительно нулевого значения.

3. Практические: - программное обеспечение, реализующее оба подхода, позволит более эффективно решать практические задачи за счёт выбора алгоритма, исходя из специфики задачи и имеющихся исходных данных [87–89].

Используя детерминированный метод средних нагрузок, для расчёта потерь ЭЭ предполагают допущение о чисто квадратичной зависимости нагрузочных потерь ЭЭ от нагрузки [31]. Однако, изменение узловой нагрузки все же оказывает влияние на изменение напряжений в узлах, которое в свою очередь влияет на изменение потерь активной мощности в сети. Расчёт потерь ЭЭ на основе стохастического подхода учитывает изменения напряжений в узлах за счёт МКМ напряжений и величин моделирующих коэффициентов γ . Вместе с тем, расчёт на основе вероятностного подхода построен на допущениях, изложенных в источнике [90], в частности используется линейная (квадратичная) аппроксимация нелинейной зависимости напряжений в узлах схемы и нагрузок сети. Таким образом, расчёт потерь на основе только детерминированного или вероятностного методов изначально содержит в себе некоторую неточность – погрешность, имеющую нелинейный характер и трудно поддающуюся учёту при имеющемся информационном обеспечении (см. параграф 1.3). Наиболее объективным представляется построение методов, использующих детерминированную и стохастическую информацию о схеме и многорежимности сети, и реализующих возможности и преимущества обоих подходов, позволяющих снизить суммарную ошибку [77, 91–93]. Реализация взаимного (комбинированного) использования детерминированного и вероятностного методов расчёта технических потерь ЭЭ для снижения суммарной ошибки необходима, однако вопрос с каким оптимальным весом каждого из способов расчёта учитывать данные потери ЭЭ остаётся открытым.

Уровень технологических потерь ЭЭ в РЭС является индикатором общего состояния системы учёта ЭЭ и эффективности работы электросетевых компаний. Поэтому нормирование потерь можно отнести к организационным инструментам стимулирования электросетевых организаций по снижению темпов роста тарифов

на ЭЭ [10, 21, 22, 41, 79]. Задача нормирования заключается в максимально возможном учёте всех факторов [94, 95], существенно влияющих на величину нормы технологического расхода ЭЭ. Нормативы технологических потерь ЭЭ утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации и рассчитываются в соответствии с установленными методами [11]. При нормировании потерь ЭЭ необходимо учитывать специфику электрической сети, разбивку по классам напряжения, характер возможного снижения потерь. На рост безучётного потребления ЭЭ прямое влияние оказывает повышение тарифов и снижение уровня жизни, поэтому эффективным организационным мероприятием является снижение коммерческой составляющей потерь ЭЭ. Ряд мероприятий по снижению потерь в электрических сетях представлен в [13, 15, 38, 44, 45, 54, 80, 90].

Как правило, программные комплексы, позволяющие выполнять расчёт и анализ потерь ЭЭ, реализуют алгоритмы по определению нормативного значения потерь ЭЭ. Так процесс определения норматива потерь ЭЭ в программе РАП-стандарт производится с помощью нормативных характеристик потерь, формируемых на основании вариантных расчётов для отдельной энергосистемы и ПЭС. Для составления нормативных характеристик требуется информация о схеме сети, ежемесячные отчётные данные, результаты ежемесячных расчётов по всем ПЭС, результаты расчётов за два характерных месяца, а также за год для каждого ПЭС.

Увеличение точности и достоверности расчёта технической составляющей потерь ЭЭ позволит более качественно определять значения норматива потерь и допустимого значения коммерческой составляющей.

1.6. Основные результаты и выводы

1. Проведена статистическая оценка уровня потерь ЭЭ по ПАО «Россети», а также федеральным округам Российской Федерации. В большинстве регионов за некоторым исключением и в целом по Российской Федерации потери ЭЭ в электрических сетях соответствуют уровню (9–10)%. Начиная с 2014 года, на-

блюдается устойчивая тенденция к снижению уровня потерь ЭЭ. В 2017 году уровень потерь ЭЭ в Российской Федерации составил 9,62%.

2. Рассмотрены основные нормативные методы расчёта нагрузочных потерь ЭЭ в электрических сетях и обеспеченность электросетевых предприятий программными средствами расчёта и анализа потерь ЭЭ. Важным аспектом становится необходимость проработки математического аппарата, моделей и методов использования информации АСДУ и АИИС КУЭ, разработка новых и адаптации существующих алгоритмов и программного обеспечения.

3. Одними из главных направлений, обеспечивающих повышение эффективности эксплуатации электрических сетей являются: разработка методологии и формирования проектов снижения потерь в РЭС; разработка методик и алгоритмов достоверизации исходной информации для расчёта плановых и фактических потерь ЭЭ. Важной задачей эксплуатации является повышение функциональной надёжности электрических сетей, которая базируется на анализе режимов и их ограничений при изменении структуры сети. Качественное информационное обеспечение является одним из основных средств повышения точности и достоверности расчёта потерь ЭЭ при построении эффективных расчётных методик и методов. Весьма актуальной является задача нетрудоёмкого расчёта 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.

4. Проведён концептуальный анализ основных направлений повышения точности и достоверности расчёта потерь ЭЭ и эффективности эксплуатации электрических сетей. Актуальным остаётся вопрос обоснования взаимного (комбинированного) использования результатов детерминированного и стохастического методов расчёта технических потерь ЭЭ. Комплексный учёт и программная реализация, экспериментально и аналитически обоснованных рассмотренных направлений, позволит снизить ошибку и повысить надёжность результатов расчёта потерь ЭЭ.

2. ДЕТЕРМИНИРОВАННЫЙ И СТОХАСТИЧЕСКИЙ УЧЁТ МНОГОРЕЖИМНОСТИ ПРИ РАСЧЁТЕ И АНАЛИЗЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Сущность метода статистических испытаний – метод Монте-Карло

Метод Монте-Карло можно определить как метод моделирования случайных величин с целью вычисления характеристик их распределений [96–99]. Как правило, предполагается, что моделирование осуществляется с помощью электронных вычислительных машин (ЭВМ), хотя в некоторых случаях можно добиться успеха, используя приспособления типа рулетки, карандаша и бумаги [100]. Метод Монте-Карло оказал и продолжает оказывать существенное влияние на развитие методов вычислительной математики и при решении многих задач успешно сочетается с другими вычислительными методами и дополняет их. Его применение оправдано в первую очередь в тех задачах, которые допускают теоретико-вероятностное описание. Это объясняется как естественность получения ответа с некоторой заданной вероятностью в задачах с вероятностным содержанием, так и существенным упрощением процедуры решения. Суть метода заключается в том, что вместо вычислений различных вероятностных характеристик производится построение модели изучаемого процесса и ведутся наблюдения за процессами, получаемыми на модели. В большинстве задач, решаемых методами Монте-Карло, вычисляют математические ожидания некоторых случайных величин. Так как чаще всего математические ожидания представляют собой обычные интегралы, в том числе и кратные, то центральное положение в теории методов статистических испытаний занимают методы вычисления интегралов. При моделировании по методу Монте-Карло значения выбираются случайным образом из исходных распределений вероятности [101–104]. Каждая выборка значений называется итерацией, а полученный из выборки результат фиксируется. В процессе моделирования такая процедура выполняется сотни или тысячи раз, а итогом становится

распределение вероятностей возможных последствий. Таким образом, моделирование по методу Монте-Карло дает гораздо более полное представление о возможных событиях. Оно позволяет судить не только о том, что может произойти, но и о том, какова вероятность такого исхода.

Моделирование по методу Монте-Карло имеет ряд преимуществ по сравнению с детерминистским анализом или анализом «по точечным оценкам»:

- результаты демонстрируют не только возможные события, но и вероятность их наступления;
- характер данных, получаемых при использовании метода Монте-Карло, позволяет создавать графики различных последствий, а также вероятностей их наступления;
- метод Монте-Карло позволяет моделировать взаимосвязанные отношения между исходными переменными.

Вместе с тем, главный недостаток данного метода – большая трудоёмкость подготовки и обработки результатов испытаний.

Статистическая модель случайного процесса – это алгоритм, с помощью которого имитируют работу сложной системы, подверженной случайным возмущениям; имитируют взаимодействие элементов системы, носящих вероятностный характер. Тогда статистическое моделирование можно определить как способ изучения сложных процессов и систем, подверженных случайным возмущениям, с помощью имитационных моделей. В ряде случаев является единственным практическим инструментом, позволяющим воспроизвести сложный процесс или систему, и не без основания рассматриваемый как эталонный. Методика статистического моделирования, которую часто называют методом Монте-Карло, состоит из следующих этапов:

1. Моделирование на ЭВМ псевдослучайных последовательностей с заданной корреляцией и законом распределения вероятностей (метод Монте-Карло), имитирующих на ЭВМ случайные значения параметров при каждом испытании.

2. Использование полученных числовых последовательностей в имитацион-

ных математических моделях.

3. Статистическая обработка результатов моделирования.

2.2. Детерминированный подход в расчёте технических потерь электрической энергии

На этапе перспективного развития и планирования потери ЭЭ определяют по прогнозным данным о нагрузках в узлах электрической сети в максимальном и минимальном режимах её работы. Для текущих электрических режимов величина потерь ЭЭ определяется в результате решения задачи оценивания по параметрам установившихся режимов телеизмерений. Наиболее эффективными (оптимальными) режимами функционирования РЭС считаются режимы, при которых потери ЭЭ являются минимальными [4, 5, 13–15, 21, 36, 54].

Для решения ряда задач, таких как выявление участков сети с повышенным значением коммерческих потерь, нормирование потерь ЭЭ, разработка технических мероприятий по снижению потерь ЭЭ и др., требуется выполнение расчётов технических потерь ЭЭ [20–22, 31, 40, 41, 62].

При определенных схемно-режимных условиях работы РЭС наиболее доступными являются параметры их головных участков и средние значения электрических нагрузок за отчётный период T , в то время как в большинстве случаев не известными являются графики непрерывного изменения токов и напряжений $I(t)$, $U(t)$ – подынтегральные функции. Указанные параметры в сжатом виде позволяют учитывать все возможные электрические режимы сетей – многорежимность электрических сетей.

Потери ЭЭ являются интегральной характеристикой многорежимности сетей. Нагрузочные потери ЭЭ в любом элементе сети с активным сопротивлением R_j можно представить в виде:

теоретического

$$\Delta W_j = 3 R_j \int_0^T I_j^2(t) dt \quad (2.1)$$

или приближённого практического выражения:

$$\Delta W_j = 3 R_j \sum_{i=1}^d I_i^2 \Delta t_i . \quad (2.2)$$

Перепишем выражение (2.2) с учётом среднеквадратичного тока:

$$I_{с\kappa\theta j}^2 \cdot T = \sum_{j=1}^d I_j^2 \Delta t_j . \quad (2.3)$$

Тогда технические потери ЭЭ можно представить в виде:

$$\Delta W_j = 3 I_{с\kappa\theta j}^2 R_j T . \quad (2.4)$$

Активное сопротивление проводов и жил не является постоянной величиной и значительно изменяется в зависимости от температуры провода, определяемой токовой нагрузкой, рядом атмосферных факторов и окружающей среды [36, 42, 63, 64]. Так в расчётах потерь ЭЭ сезонные влияния на активное сопротивление проводов учитывается и уточняется до фактической величины:

$$R_t = R_{20} [1 + \alpha (t_{\text{пр}} - 20^\circ)], \quad (2.5)$$

где $t_{\text{пр}}$ – фактическая текущая температура провода, $^\circ\text{C}$; R_{20} – активное сопротивление при температуре 20°C ; α – температурный коэффициент сопротивления, принимаемый для проводников из цветных металлов равным $0,004 \text{ Ом}/^\circ\text{C}$.

После перехода от среднеквадратичного тока к среднему току получим практически пригодную формулу для определения потерь ЭЭ, выраженную через коэффициент формы k_ϕ и опирающуюся на имеющуюся режимную информацию:

$$\Delta W_j = 3 I_{срj}^2 R_j k_\phi^2 T = \Delta P_{срj} k_\phi^2 T . \quad (2.6)$$

Для схемы распределительной электрической сети, состоящей из m продольных элементов (ветвей), нагрузочные потери ЭЭ строго определяются в виде:

$$\Delta W_{\Sigma}^H = 3 \sum_{j=1}^m R_j \int_0^T I_j^2(t) dt. \quad (2.7)$$

На практике нагрузочные потери ЭЭ в линиях и трансформаторах определяются путём поэлементного суммирования потерь во всех m продольных участках сети:

$$\Delta W_{\Sigma}^H = \Delta W_N = 3 \sum_{j=1}^m I_{cpj}^2 R_j k_{\phi}^2 T = 3 \sum_{j=1}^m \Delta P_{cpj} k_{\phi}^2 T, \quad (2.8)$$

где I_{cpj} , ΔP_{cpj} – средние значения тока и потерь мощности в ветвях, соответствующие средним нагрузкам распределительной сети.

Потери ЭЭ холостого хода в i -м трансформаторе равны:

$$\Delta W_i^x = G_i^T \sum_{i=0}^T U_i^2(t) dt. \quad (2.9)$$

В системах головного учёта графики изменения напряжения в центральном узле – центре питания представляется эквивалентным напряжением, равным:

$$U_{\text{э}i} = \sqrt{k U_{\text{max}}^2 + (1-k) U_{\text{min}}^2}, \quad (2.10)$$

где U_{max} , U_{min} – значения напряжения на шинах центра питания в режимах максимальных и минимальных нагрузок; k – коэффициент, который для сетей 6–10 кВ равен 0,9, а для сетей 35–110 кВ – 0,8.

С учётом эквивалентного напряжения (2.10) на шинах высокого напряжения i -го трансформатора за период времени T :

$$\Delta W_i^x \approx G_i^T U_{\text{э}i}^2 T. \quad (2.11)$$

Суммарные потери ЭЭ холостого хода в m_T трансформаторах распределительной сети определяются в виде:

$$\Delta W_{\Sigma}^x = \sum_{i=1}^{m_T} G_i^T \int_0^T U_i^2(t) dt \quad (2.12)$$

или приближённо следующим образом:

$$\Delta W_{\Sigma}^x \approx \sum_{i=1}^{m_T} G_i^T U_{\partial i}^2 T, \quad (2.13)$$

где G_i^T – активная проводимость i -го трансформатора.

Из выше представленного видим, что расчёт технических потерь ЭЭ базируется на детерминированном поэлементном расчёте и суммировании потерь активной мощности, соответствующих установившемуся режиму электрической сети для средних нагрузок.

2.3. Анализ режима головных участков электрических сетей

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ, как правило, характеризуются большим количеством подстанций и по техническому оснащению автоматизированными информационно-измерительными системами контроля и учёта ЭЭ значительно отстают от сетей напряжением 110–220 кВ. В связи с этим особое значение приобретает задача, связанная с поиском относительно недорогих системных решений, позволяющих обеспечить полный учёт ЭЭ и повысить наблюдаемость таких подстанций.

В настоящее время среди недостатков имеющихся АИИС КУЭ можно выделить следующие [48, 49]: – отсутствие или недостаточно высокая точность функции расчёта технических потерь ЭЭ; – невозможность оперативной локализации коммерческих потерь с точностью до отдельного потребителя из-за отсутствия эффективных методов, алгоритмов и программного обеспечения для ее осуществления; – недостаточно высокая точность синхронизации измерений существующими микропроцессорными счётчиками ЭЭ; – высокая стоимость интеллектуальных электронных устройств с возможностью высокоточной синхронизации от GLONASS/GPS приёмников; – значительные трудозатраты на составление детальных схем замещения электрических сетей; – отсутствие информационного обмена с АСДУ.

В распределительных сетях 6–10 кВ количество отходящих фидеров может

составлять от нескольких десятков до нескольких сотен, поэтому на практике не представляется возможным вручную обработать всю полученную, требуемую информацию о режимных параметрах электрической сети.

Как правило, в сетевых организациях является доступной информация о конфигурации и параметрах элементов сети, то есть параметрах схемы замещения сети, а также о некоторых параметрах режима головных участков отходящих фидеров или потреблённая ЭЭ. В базовом (отчётном) периоде T на каждом классе номинального напряжения устройствами сбора и передачи данных определяется отпуск ЭЭ в сеть с учётом поступившей электроэнергии из сетей смежных номинальных напряжений.

Таким образом, отпуск активной W_P (кВт·ч) и реактивной W_Q (квар·ч) ЭЭ в сеть с шин центра (источника) питания, фиксируемых устройствами сбора и передачи данных, можно представить в виде определённого интеграла:

$$W_P = \sqrt{3} \int_0^T U(t) \cdot I(t) \cdot \cos \varphi(t) dt; \quad (2.14)$$

$$W_Q = \sqrt{3} \int_0^T U(t) \cdot I(t) \cdot \sin \varphi(t) dt. \quad (2.15)$$

В современной практике непрерывные интегральные характеристики изменения значений напряжений $U(t)$, токов $I(t)$, коэффициента мощности $\cos \varphi(t)$ являются неизвестными параметрами, поэтому такое представление активной и реактивной составляющих ЭЭ имеет лишь теоретическое значение.

В действительности фиксация параметров режима – электрических нагрузок и напряжений осуществляется через определённые интервалы времени Δt . С учётом этого, отпуск в сеть ЭЭ можно рассчитать следующим образом:

$$W_P = \int_0^T P(t) dt \approx \sum_{j=1}^{T/\Delta t_j} P_j \Delta t_j = \sum_{j=1}^d P_j \Delta t_j = \sqrt{3} \cos \varphi \sum_{j=1}^d U_j I_j \Delta t_j; \quad (2.16)$$

$$W_Q = \int_0^T Q(t) dt \approx \sum_{j=1}^{T/\Delta t_j} Q_j \Delta t_j = \sum_{j=1}^d Q_j \Delta t_j = \sqrt{3} \sin \varphi \sum_{j=1}^d U_j I_j \Delta t_j. \quad (2.17)$$

В выражениях (2.16), (2.17) $T/\Delta t_i = d$ – число интервалов постоянства (усреднения) графиков электрических нагрузок головного участка за период времени T .

Зная отпуск активной и реактивной ЭЭ можно определить средневзвешенные коэффициенты:

через значение косинуса

$$\cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{W_P}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}} \quad (2.18)$$

и тангенса

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{W_Q}{W_P} . \quad (2.19)$$

С учётом эквивалентного напряжения на шинах центра питания (2.10) перепишем выражение (2.16) в виде:

$$W_P = \int_0^T P(t) dt \approx \sum_{j=1}^d P_j \Delta t_j = \sqrt{3} U_\circ \cos \varphi \sum_{j=1}^d I_j \Delta t_j, \quad j = \overline{1, d} . \quad (2.20)$$

Если на шинах головного участка имеется возможность непрерывной или на определённых интервалах Δt_j фиксации изменения тока I_j , то его среднее значение можно определить, представив в виде математического ожидания за период времени T :

$$I_{\text{ср}} = M[I] = \frac{1}{T} \int_0^T I(t) dt \approx \frac{1}{T} \sum_{j=1}^d I_j \Delta t_j . \quad (2.21)$$

При отсутствии графика изменения тока в головном участке среднее значение тока можно выразить через составляющие активной и реактивной ЭЭ, то есть через отпущенную ЭЭ в сеть:

$$I_{\text{ср}} = \frac{W}{\sqrt{3} U_\circ T} = \frac{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}{\sqrt{3} U_\circ T} = \frac{\sqrt{W_P^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}}{\sqrt{3} U_\circ T} . \quad (2.22)$$

Средние значения (математические ожидания) потоков активной и реактивной мощности детерминировано можно определить через параметры отпуска ЭЭ в сеть:

$$MP = P_{cp} = \frac{W_P}{T}; \quad (2.23)$$

$$MQ = Q_{cp} = \frac{W_Q}{T} = \frac{W_P \operatorname{tg} \varphi}{T}. \quad (2.24)$$

Как правило, в распределительных сетевых организациях доступной является информация о средних нагрузках за отчётный период времени T .

Определим активную и реактивную составляющие среднего тока головного участка через средние параметры нагрузочных мощностей и показания счётчиков:

$$I_{cp}^{\Gamma} = I_{cp}^a - jI_{cp}^p; \quad (2.25)$$

$$I_{cp}^{\Gamma} = \frac{S_{cp}^*}{\sqrt{3} U_{\varphi}} = \frac{P_{cp}}{\sqrt{3} U_{\varphi}} - j \frac{Q_{cp}}{\sqrt{3} U_{\varphi}} = \frac{W_P}{\sqrt{3} U_{\varphi} T} - j \frac{W_P \operatorname{tg} \varphi}{\sqrt{3} U_{\varphi} T}. \quad (2.26)$$

Запишем выражение для значения среднеквадратичного тока, учитывающего многорежимность головного участка:

$$I_{скв} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt} \approx \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{j=1}^d I_j^2 \Delta t_j}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2.27)$$

С помощью коэффициента формы оценивается равномерность электропотребления в РЭС:

$$k_{\phi} = \frac{I_{скв}}{I_{cp}}. \quad (2.28)$$

Коэффициент формы является устойчивой характеристикой графиков нагрузки и для сетей 10–110 кВ может изменяться от 1,05 до 1,15.

Квадрат коэффициента формы можно представить в виде:

$$k_{\phi}^2 = \frac{I_{скв}^2}{I_{cp}^2} = \frac{P_{скв}^2}{P_{cp}^2} = \frac{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^d P_i^2 \Delta t_i}{P_{cp}^2}. \quad (2.29)$$

Для реальных графиков нагрузки электрических сетей 6–110 кВ значения

квадрата коэффициента формы k_ϕ^2 изменяются в пределах 1,10–1,32.

В реальных условиях более достоверными и доступными являются данные о месячном и суточном электропотреблении в сетях, на основе которых коэффициент формы можно определить, используя показания счетчиков, в виде [41]:

$$k_\phi = \sqrt{d} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_i^2}}{W_{omn}} = \sqrt{d} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_i^2}}{\sqrt{W_{P\,omn}^2 + W_{Q\,omn}^2}}, \quad (2.30)$$

где W_{omn} – отпущенная в сеть ЭЭ, ежемесячно фиксируемая в центре питания РЭС; W_i – потребление ЭЭ в сети за i -е сутки, значение которых могут измеряться на питающей подстанции с дежурным персоналом; d – количество суток анализируемого месяца; $W_{P\,omn}$, $W_{Q\,omn}$ – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок фидера за месяц;

Таким образом, чтобы рассчитать среднее значение тока нагрузки (2.22) нет необходимости знать параметры непрерывно изменяющегося графика нагрузки, а достаточно иметь параметры отпуска ЭЭ через головной участок электрической сети [63, 64].

2.4. Подход к оценке средних нагрузок трансформаторных подстанций распределительных сетей

Сущность подхода заключается в том, что особенности изменения электропотребления различных по типу электроприёмников, учитываются на основе или типовых графиков нагрузки или месячных отпусков ЭЭ и имеющихся замеров нагрузки. Нагрузки трансформаторных подстанций определяются методом последовательных приближений.

Нагрузка i -й трансформаторной подстанции распределительной электрической сети определяется в виде:

$$S_i^{\max} = \xi \cdot S_i^{\text{ном}}. \quad (2.31)$$

ξ – наибольшие среднемесячные значения нагрузки за год, о.е. (рекомендуемый интервал от 0,70 до 0,80); $S_i^{ном}$ – номинальная мощность трансформаторной подстанции, кВА.

Зная годовые графики нагрузки, в первом приближении можно определить загрузку i -й трансформаторной подстанции для рассматриваемого периода времени:

$$S_i = \frac{S_{i\%}}{100} S_i^{\max}. \quad (2.32)$$

По данной оценке определяются коэффициенты участия $k_{y,i}$ каждой трансформаторной подстанции в средней за месяц нагрузке участка сети (фидера):

$$k_{y,i} = \frac{S_i}{\sum_{i=1}^{k_{III}} S_i}, \quad (2.33)$$

где k_{III} – количество трансформаторных подстанций; S_i – мощность i -й трансформаторной подстанции в электрической сети, кВА.

Среднемесячную нагрузку (за период T) трансформаторной подстанции оценивают через отпуск активной W_P и реактивной W_Q ЭЭ головного участка электрической сети в виде математического ожидания:

$$MS_i = \frac{\left(\sqrt{W_P^2 + W_Q^2} \right) \cdot k_{y,i}}{T}. \quad (2.34)$$

Значения нагрузок трансформаторных подстанций за сутки замера оцениваются на основе текущих замеров нагрузки ($S_{зам}$) и характерных типовых суточных графиков с d интервалами постоянства (S_{j*}):

средние

$$MS_i^{cym} = \frac{S_{зам}}{d \cdot S_{зам}^*} \cdot \sum_{j=1}^d S_{j*}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2.35)$$

максимальные

$$S_i^{\max \text{ сум}} = \frac{S_{\max}^*}{S_{\text{зам}}^*} \cdot S_{\text{зам}}^i, \quad i = \overline{1, n}, \quad (2.36)$$

где n – количество трансформаторных подстанций.

При недостатке исходной информации в распределительных электрических сетях 6–10 кВ в некоторых случаях используют допущение о том, что математическое ожидание нагрузки (средняя нагрузка) головного участка распределительной сети распределяется между трансформаторными подстанциями пропорционально их номинальной мощности [18, 64].

Основными факторами, оказывающими значительное влияние на среднюю нагрузку трансформаторных подстанций, являются: мощность потребителей ЭЭ и соответственно установленная (номинальная) мощность трансформаторных подстанций; характер (тип) нагрузки и сезон времени года; уровень хозяйственного развития района; индивидуальные особенности работы электропотребителей.

Пренебрежение данными особенностями вносит некоторую погрешность, которую принято считать несущественной.

2.5. Вероятностно-статистическая модель электрических нагрузок

Изменения обобщённых (групповых) электрических нагрузок электрических сетей наряду с детерминированной планируемой (регулярной) основой имеют случайную составляющую. В связи с этим для решения указанных задач планирования построение математической модели узлов нагрузки можно выполнить только в результате применения методов теории вероятностей и математической статистики, представляя нагрузки характеристиками случайной величины.

В электроэнергетике уже достаточно длительное время для статистического моделирования электрических нагрузок используются такие характеристики, как математические ожидания MS_j и матрица корреляционных моментов (МКМ)

мощностей узлов нагрузки $K(S_i S_j)$ [1, 3, 32–34, 84, 85, 105].

Статистическое представление множества режимов непосредственно выполняется с помощью МКМ, отражающей степень статической взаимосвязи величины нагрузки в каждом узле, изменяющейся во времени, а также взаимосвязь нагрузок между собой:

$$K = K(P, Q) = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma^2 P_1 & k(P_1 P_2) & k(P_1 P_3) & \dots & k(P_1 P_n) \\ k(P_2 P_1) & \sigma^2 P_2 & k(P_2 P_3) & \dots & k(P_2 P_n) \\ k(P_3 P_1) & k(P_3 P_2) & \sigma^2 P_3 & \dots & k(P_3 P_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ k(P_n P_1) & k(P_n P_2) & k(P_n P_3) & \dots & \sigma^2 P_n \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} k(P_1 Q_1) & k(P_1 Q_2) & k(P_1 Q_3) & \dots & k(P_1 Q_n) \\ k(P_2 Q_1) & k(P_2 Q_2) & k(P_2 Q_3) & \dots & k(P_2 Q_n) \\ k(P_3 Q_1) & k(P_3 Q_2) & k(P_3 Q_3) & \dots & k(P_3 Q_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ k(P_n Q_1) & k(P_n Q_2) & k(P_n Q_3) & \dots & k(P_n Q_n) \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} k(Q_1 P_1) & k(Q_1 P_2) & k(Q_1 P_3) & \dots & k(Q_1 P_n) \\ k(Q_2 P_1) & k(Q_2 P_2) & k(Q_2 P_3) & \dots & k(Q_2 P_n) \\ k(Q_3 P_1) & k(Q_3 P_2) & k(Q_3 P_3) & \dots & k(Q_3 P_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ k(Q_n P_1) & k(Q_n P_2) & k(Q_n P_3) & \dots & k(Q_n P_n) \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \sigma^2 Q_1 & k(Q_1 Q_2) & k(Q_1 Q_3) & \dots & k(Q_1 Q_n) \\ k(Q_2 Q_1) & \sigma^2 Q_2 & k(Q_2 Q_3) & \dots & k(Q_2 Q_n) \\ k(Q_3 Q_1) & k(Q_3 Q_2) & \sigma^2 Q_3 & \dots & k(Q_3 Q_n) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ k(Q_n Q_1) & k(Q_n Q_2) & k(Q_n Q_3) & \dots & \sigma^2 Q_n \end{bmatrix} \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Данная взаимосвязь представлена дисперсиями и корреляционными моментами нагрузок:

$$\sigma^2 P_i = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (P_i - MP_i)^2, \quad \sigma^2 Q_i = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (Q_i - MQ_i)^2, \quad i = 1, \dots, n; \quad (2.38)$$

$$k(P_i P_j) = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (P_i - MP_i)(P_j - MP_j), \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j; \quad (2.39)$$

$$k(P_i Q_j) = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (P_i - MP_i)(Q_j - MQ_j), \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j; \quad (2.40)$$

$$k(Q_i P_j) = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (Q_i - MQ_i)(P_j - MP_j), \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j; \quad (2.41)$$

$$k(Q_i Q_j) = \frac{1}{d} \sum_{i=1}^d (Q_i - MQ_i)(Q_j - MQ_j), \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j, \quad (2.42)$$

где i, j – номера узлов; n – количество узлов распределительной сети с известными графиками электрических нагрузок; P_i, Q_i – нагрузка узла i для часа (интервала); P_j, Q_j – нагрузка узла j для часа (интервала); d – количество интервалов по-

стоянства суточного графика нагрузки; MP_i, MQ_i – оценки математического ожидания нагрузок P_i, Q_i для периода замеров T ; MP_j, MQ_j – оценки математического ожидания нагрузок P_j, Q_j для периода замеров T . МКМ симметрична и имеет размерность $2n \times 2n$.

Формирование корреляционной матрицы базируется на имеющейся входной информации: суточные графики контрольных замеров; замеры отпуска активной и реактивной ЭЭ за период T (сутки, месяц) с шин подстанции; данные системы АИИС КУЭ [48, 51–53]. При этом наиболее точными являются результаты, полученные по данным потреблённой узлом активной и реактивной ЭЭ за анализируемый период времени T .

Важным преимуществом вероятностно-статистического метода моделирования электрических нагрузок является то, что для определения статистических характеристик по выражениям (2.38)–(2.42) нет необходимости проводить замеры нагрузки по энергосистеме в целом одновременно, поскольку совокупность элементов МКМ учитывает неравномерность графиков нагрузки для весьма длительного периода времени. Именно поэтому, элементы МКМ можно формировать на основании суточных замеров, проводимых в разные дни. В сетевых районах энергосистем такие замеры суточных графиков проводятся периодически. Для генераторных узлов мощности контролируются ежесуточно, поэтому погрешность оценки элементов МКМ генераторных узлов энергосистемы значительно меньше погрешности при определении статистических характеристик для нагрузочных узлов.

Другим достоинством статистического метода анализа является возможность получения статистических характеристик для нагрузочных и генераторных узлов на основе текущей информации о режимах работы энергосистемы.

Ещё недавно применение статистических методов анализа, непосредственно использующих МКМ большой размерности, в практических алгоритмах расчёта потерь ЭЭ было неприемлемым. В современных условиях развитие измеритель-

ных и компьютерных систем (объём жёстких дисков ЭВМ может достигать десятки Тбайт) достигло высокого уровня и проблему большой размерности МКМ можно считать исчерпанной.

Вместе с тем, для повышения вычислительной эффективности метода статистического анализа, базирующихся на использовании МКМ, широко используется без существенной потери точности её статистическая модель, полученная в факторном пространстве небольшой размерности [3, 29, 85, 106–109].

2.6. Определение потерь электроэнергии стохастическим методом на основе факторного моделирования нагрузок

Моделирование электрических нагрузок выполняется с помощью метода главных компонент – частного случая факторного анализа, который достаточно широко и эффективно применяется длительное время для решения задач на этапах проектирования и эксплуатации электрических сетей [85, 108–112].

Существуют различные методы определения потерь ЭЭ, которые базируются на вычислении элементов, составлении МКМ нагрузок сети или её модели [3, 84]. Аналитическая связь параметров – схемных и режимных, а также интегральных характеристик режима работы электрической сети в этих методах реализуется на принципах и идеях корреляционного анализа. Рассмотрим стохастический алгоритм расчёта ЭЭ, реализованный в программном комплексе POTERI (см. главу 4).

Расчёт потерь ЭЭ выполняется на основе теоретического выражения:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(MU, M\delta) dt \quad (2.43)$$

или в виде:

$$\Delta W = \frac{1}{2} \sum_i^{n+1} \sum_j^{n+1} \int_0^T \Delta P_{ij}(t) dt, \quad i \neq j, \quad (2.44)$$

где ΔP_{ij} – потери активной мощности для участка сети $i-j$.

В выражении (2.44) значение потерь активной мощности представляется в виде:

$$\Delta P_{ij} = \Delta U_{ij}^2 g_{ij} = (U_i^2 - 2U_i U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + U_j^2) g_{ij}. \quad (2.45)$$

После разложения в ряд Тейлора выражения (2.45) в малых окрестностях математических ожиданий $MU, M\delta$ и дальнейшего его интегрирования на заданном интервале времени T , получим приближенное выражение для потерь активной ЭЭ:

$$\Delta W \approx \left[\Delta P(MU, M\delta) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k(U_i U_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j} + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k(U_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n k(\delta_i \delta_j) \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] \cdot T, \quad (2.46)$$

где $\Delta P(MU, M\delta)$ – потери мощности для режима нагрузок, соответствующих математическим ожиданиям $MU, M\delta$; $k(\delta_i \delta_j)$, $k(\delta_i U_j)$, $k(U_i U_j)$ – корреляционные моменты, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям фаз $M\delta$ и модулей напряжений MU ; $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j}$, $\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}$ – вторые производные выражения потерь мощности по соответствующим параметрам, вычисленные в точке, соответствующей математическим ожиданиям параметров; n – число узлов электрической сети без балансирующего.

Нагрузочные потери ЭЭ на участке сети можно представить в виде суммы двух составляющих: основной, определяемой математическими ожиданиями параметров режима (для режима средних нагрузок), и дисперсионной, обусловленной отклонениями режима электропотребления сети от среднего, за рассматриваемый расчётный период T [84, 85, 109]. Тогда развёрнутое выражение (2.46) можно записать в сжатом виде:

$$\Delta W = [\Delta P(MU, M\delta) + \sigma(\Delta P)] \cdot T, \quad (2.47)$$

где $\Delta P(MU, M\delta)$ – основная составляющая потерь активной мощности;
 $\sigma(\Delta P)$ – дисперсионная составляющая потерь активной мощности.

В выражении (2.47) в дисперсионную составляющую потерь активной мощности входят неизвестные параметры – корреляционные моменты модулей фаз и напряжений. Эти параметры определяются через известные параметры режима – математические ожидания, дисперсии, корреляционные моменты мощностей генераторных и нагрузочных узлов [29, 70, 101].

Эти величины связаны между собой посредством нелинейной системы уравнений узловых напряжений (УУН) для активной и реактивной мощностей:

$$\begin{cases} P_i = Y_{ii} U_i^2 \sin \alpha_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{n+1} Y_{ij} U_i U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \\ Q_i = Y_{ii} U_i^2 \cos \alpha_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^{n+1} Y_{ij} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) \end{cases}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.48)$$

P_i, Q_i – это активная и реактивная мощности i -го узла; U_i, U_j – модуль напряжения i -го и j -го узла; δ_i, δ_j – модуль фазы напряжения для i -го и j -го узла; Y_{ii}, Y_{ij} – модули собственной и взаимной проводимостей узлов i и j ; α_{ii}, α_{ij} – углы, которые дополняют фазы векторов проводимостей Y_{ii} и Y_{ij} до $-\pi/2$.

После разложения в ряд Тейлора системы (2.48) и дальнейшего процесса линеаризации уравнение для установившегося режима электрической сети можно представить в матричном виде [84, 85]:

$$[J] \times \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta U_i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} w_{Pi} \\ w_{Qi} \end{bmatrix}. \quad (2.49)$$

w_{Pi}, w_{Qi} – небалансы активных и реактивных мощностей системы (2.49);

$\Delta U_i, \Delta \delta_i$ – поправки модулей напряжений и фаз;

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial P_i}{\partial U_j} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} \end{bmatrix} - \text{матрица Якоби.}$$

Это выражение позволяет определить элементы МКМ напряжений и фазовых узлов и составить приближённую формулу определения корреляционных моментов:

$$[K(U, \delta)] = [J]^{-1} \times [K(P, Q)] \times [J]^T, \quad (2.50)$$

где $[K(U, \delta)]$ – матрица искоемых корреляционных моментов $k(\delta_i \delta_j)$, $k(\delta_i U_j)$, $k(U_i \delta_j)$, $k(U_i U_j)$; $[K(P, Q)]$ – матрица корреляционных моментов $k(P_i P_j)$, $k(P_i Q_j)$, $k(Q_i P_j)$, $k(Q_i Q_j)$; T – индекс транспонирования.

Непосредственное (2.50) использование МКМ, характеризующейся для реальных ЭС большой размерностью, для расчёта потерь ЭЭ и других интегральных характеристик режимов возможно, однако в вычислительном аспекте для сокращения временных затрат гораздо эффективнее использовать её M -мерную статистическую модель, опираясь на главные компоненты (факторы), количество которых значительно меньше числа исходных признаков ($M \ll 2n$), с незначительной потерей точности исходной информации о многорежимности [84, 109].

Рассмотрим соответствующий учёт многорежимности.

Случайные отклонения значений напряжений и мощностей от своих математических ожиданий приближенно связаны между собой линеаризованной системой уравнений узловых напряжений (2.49). Центрированные случайные параметры $\Delta U_i, \Delta \delta_i$, как и величины $\Delta P_i, \Delta Q_i$, являются линейными комбинациями обобщённых ортогональных графиков нагрузки Γ_k . Запишем соответствующие уравнения:

$$U_{ij} = MU_i + \Delta U_{ij} = MU_i + \sum_{k=1}^M \gamma_{ki}'' \Gamma_{kj}, \quad (2.51)$$

$$\delta_{ij} = M\delta_i + \Delta\delta_{ij} = M\delta_i + \sum_{k=1}^M \gamma'_{ki} \Gamma_{kj}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, d}, \quad (2.52)$$

где $\gamma'_{ki}, \gamma''_{ki}$ — действительные и мнимые моделирующие коэффициенты вектора $\bar{\gamma}$.

Используя выражения (2.51), (2.52), а также

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^M v'_{ki} \Gamma_{kj}, \quad (2.53)$$

$$Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^M v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad (2.54)$$

подставим их в уравнение для установившегося режима сети (2.49). Тогда можно записать:

$$[J] \times [\bar{\gamma}] = [\bar{v}] \quad (2.55)$$

или в виде:

$$[J] \times \begin{bmatrix} \gamma'_{ki} \\ \gamma''_{ki} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} v'_{ki} \\ v''_{ki} \end{bmatrix}, k = \overline{1, M}, i = \overline{1, n}. \quad (2.56)$$

v'_{ki}, v''_{ki} — компоненты собственного вектора $\bar{v}$. Моделирующие коэффициенты гамма $\gamma'_{ki}, \gamma''_{ki}$ определяются из решения систем уравнений (2.56).

Таким образом, в уравнении потерь ЭЭ (2.46) элементы МКМ можно представить в виде:

$$\begin{cases} k(U_i U_j) = \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \cdot \gamma''_{kj} \\ k(U_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \gamma''_{ki} \cdot \gamma'_{kj} \\ k(\delta_i \delta_j) = \sum_{k=1}^M \gamma'_{ki} \cdot \gamma'_{kj} \end{cases} \quad (2.57)$$

а элементы МКМ для мощностей равны:

$$\begin{cases} k(P_i P_j) = \sum_{k=1}^M v'_{ki} \cdot v'_{kj} \\ k(Q_i P_j) = \sum_{k=1}^M v''_{ki} \cdot v'_{kj} \\ k(Q_i Q_j) = \sum_{k=1}^M v''_{ki} \cdot v''_{kj} \end{cases} \quad (2.58)$$

С учётом последних уравнений приведём уравнение (2.46) к следующему виду:

$$\begin{aligned} \Delta W \approx & \left[\Delta P(MU, M\delta) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma''_{ki} \cdot \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j} + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma''_{ki} \cdot \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j} + \right. \\ & \left. + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma'_{ki} \cdot \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] \cdot T. \end{aligned} \quad (2.59)$$

Дисперсионную составляющую потерь активной мощности выделим в виде:

$$\begin{aligned} \sigma(\Delta P) = & \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma''_{ki} \cdot \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j} + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma''_{ki} \cdot \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j} + \\ & + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \gamma'_{ki} \cdot \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}. \end{aligned} \quad (2.60)$$

Для определения компонентов собственных векторов используются формулы:

$$v'_{ki} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \Delta P_{ij} \Gamma_{kj}, \quad (2.61)$$

$$v''_{ki} = \frac{1}{d} \sum_{j=1}^d \Delta Q_{ij} \Gamma_{kj}, \quad k = \overline{1, M}, i = \overline{1, n}. \quad (2.62)$$

Дважды дифференцируя выражение потерь активной мощности (2.45) по модулям и фазам напряжений, получаем выражения для вторых производных, входящих в уравнение (2.46):

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j} = \begin{cases} -2g_{ij}U_iU_j \cos(\delta_i - \delta_j), i \neq j; \\ 2U_i \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij}U_j \cos(\delta_i - \delta_j), i = j. \end{cases} \quad (2.63)$$

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial \delta_j} = \begin{cases} -2g_{ij}U_j \sin(\delta_i - \delta_j), i \neq j; \\ 2U_i \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij}U_j \sin(\delta_i - \delta_j), i = j. \end{cases} \quad (2.64)$$

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial U_i \partial U_j} = \begin{cases} -2g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j), i \neq j; \\ 2g_{ij} = \sum_{j=1}^{n+1} 2g_{ij}, i = j. \end{cases} \quad (2.65)$$

С учётом развернутых записей вторых для производных запишем итоговый вид формулы для определения дисперсионной составляющей потерь активной мощности:

$$\begin{aligned} \sigma(\Delta P) = & \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} \gamma_{ki}^{\prime\prime 2} - \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n g_{ij} \gamma_{ki}^{\prime\prime} \cdot \gamma_{kj}^{\prime\prime} \cos(\delta_i - \delta_j) + \\ & 2 \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} \gamma_{ki}^{\prime\prime} \gamma_{kj}^{\prime} U_j \sin(\delta_i - \delta_j) - 2 \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n g_{ij} \gamma_{ki}^{\prime\prime} \cdot \gamma_{kj}^{\prime} \sin(\delta_i - \delta_j) + \\ & + \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{n+1} g_{ij} \gamma_{ki}^{\prime 2} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j) - \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n g_{ij} \gamma_{ki}^{\prime} \cdot \gamma_{kj}^{\prime} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j). \end{aligned} \quad (2.66)$$

В соответствии с неравенствами Чебышева [3, 101–103] определяются диапазоны изменения анализируемых параметров.

Так диапазон по реактивной мощности равен:

$$Q_i^{\min} = MQ_i - k_{\beta}^{\min} \sigma Q_i; \quad Q_i^{\max} = MQ_i - k_{\beta}^{\max} \sigma Q_i. \quad (2.67)$$

Диапазон для напряжения узла:

$$U_i^{\min} = MU_i - k_{\beta}^{\min} \sigma U_i; \quad U_i^{\max} = MU_i - k_{\beta}^{\max} \sigma U_i. \quad (2.68)$$

Значения коэффициентов k_β при уровне достоверности $\beta = 0,90$ принимаются в следующих пределах: $k_\beta^{\min} = (1,45 \div 1,55)$; $k_\beta^{\max} = (1,55 \div 1,65)$ [29]. Средне-квадратичные отклонения $\sigma U_i, \sigma Q_i$ определяются как:

$$\sigma U_i = \sqrt{\sum_{k=1}^M \gamma_{ki}^2}; \quad \sigma Q_i = \sqrt{\sum_{k=1}^M v_{ki}^2}. \quad (2.69)$$

2.7. Оптимальное сочетание детерминированного и вероятностно-статистического методов расчёта потерь электроэнергии

С учётом детерминированного и случайного характера параметров сетей наиболее естественен учёт многорежимности на основе объединения детерминированного и вероятностно-статистического методов в едином комбинированном алгоритме расчёта потерь ЭЭ, что в наибольшей мере позволяет учитывать свойства и использовать возможности и преимущества объединяемых алгоритмов. При этом следует выделить два направления такого объединения.

Первое направление комбинированного метода определения потерь ЭЭ в РЭС заключается в непосредственном взаимном дополнении детерминированного и стохастического подходов в балансировании основной и дисперсионной составляющей потерь ЭЭ [91–93].

С учётом определения основной составляющей потерь ЭЭ по средним нагрузкам $M\Delta W$ (2.8) и дисперсионной $\sigma\Delta W$ (2.66) на основе стохастического подхода и сопоставления выражений (2.8) и (2.66) уточняется коэффициент формы:

$$k_\phi^2 = 1 + \frac{\sigma\Delta W}{M\Delta W}, \quad (2.70)$$

сжато учитывающий через $\sigma\Delta W$ отклонения нагрузок от средних значений по всей схеме. Пересчёт по формуле (2.70) позволяет уменьшить сглаживающее влияние единого коэффициента формы k_ϕ , определяемого в детерминированном

методе (2.8) по данным головного участка и учесть многорежимность разветвлённой части сети.

Последующие корректировки потерь ΔW по выражению (2.8) W отпущенной в сеть ЭЭ (отпуск ЭЭ через головной участок за вычетом потерь), а также средних (псевдосредних) нагрузок узлов в РЭС позволяет поочерёдно уточнить основную и дисперсионную составляющие потерь ЭЭ в (2.8) и (2.66) соответственно. В соответствии с данной итерационной процедурой значения ΔW суммарных потерь ЭЭ, определённые по обоим алгоритмам (2.8) и (2.59), балансируются к одной величине, как правило, по результатам двух-трёх приближений [92].

Предложенный комбинированный метод даёт возможность уменьшить составляющую ошибки, возникающую из-за распространения влияния рассчитанного по данным (2.10), (2.10) только головного участка k_ϕ на всю схему. Точность расчёта технических (нагрузочных) потерь ЭЭ для ЛЭП в общем случае существенно зависит от учёта совокупности режимных и атмосферных факторов.

Другая реализация комбинированного подхода (алгоритма) связана с непосредственным использованием результатов детерминированного ΔW_{det} (2.8) и стохастического $\Delta W_{с.с.}$ (2.59) алгоритмов расчёта потерь ЭЭ в составе средневзвешенной величины [113–116].

$$\Delta W_{расч} = \Delta W_{det} \cdot \eta + \Delta W_{с.с.} \cdot \alpha, \quad (2.71)$$

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

$$\Delta W_{расч} = \Delta W_{det} \cdot (1 - \alpha) + \Delta W_{с.с.} \cdot \alpha \quad (2.72)$$

определяются методом статистических испытаний на репрезентативной выборке N схем распределительных сетей. Критерием оптимальности состава средневзвешенной величины принят минимум относительной ошибки:

$$\delta\Delta W_{расч}(\alpha) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{\Delta W_{расчi}(\alpha) - \Delta W_{эталi}}{\Delta W_{эталi}} \cdot 100\%, \quad (2.73)$$

где расчётное значение $\Delta W_{расчi}(\alpha)$ потерь в i -й схеме вычисляются для значения веса стохастического результата, изменяемого с данным шагом, например, равным 0,1 и с уменьшением на порядок в окрестности минимума функции (2.73); $\Delta W_{эталi}$ – эталонное значение потерь ЭЭ в i -й схеме с m -ветвями:

$$\Delta W_{эталi} = \sum_{j=1}^m \int_0^T \Delta P_j(t) dt \approx \sum_{j=1}^m \sum_{n=1}^d \Delta P_{\Sigma n} \cdot t_n \quad (2.74)$$

определяется по результатам циклически выполняемых d -расчётов УР, на каждом из которых вычисляются суммарные значения потерь мощности $\Delta P_{\Sigma j}$ в сети для интервала j графиков узловых нагрузок.

Изменение среднего выборочного значения $\delta\Delta W_{расч}(\alpha)$ относительной погрешности при различных сочетаниях α детерминированного и вероятностно-статистического результатов расчёта потерь ЭЭ для статистически представительного набора схем РЭС (приложение А) представлено в приложении Б.

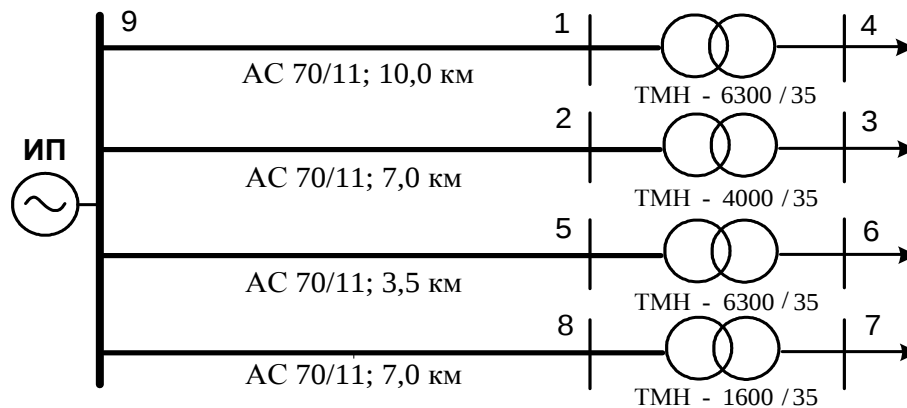


Рисунок 2.1. Схема электрической сети 35/10 кВ

Приведём пример определения оптимального веса (соотношения) результатов детерминированного и стохастического алгоритмов при расчёте потерь ЭЭ комбинированным методом. Оптимальное по критерию (2.73) соотношение определено применительно к выборке из 20 схем электрических сетей напряжением

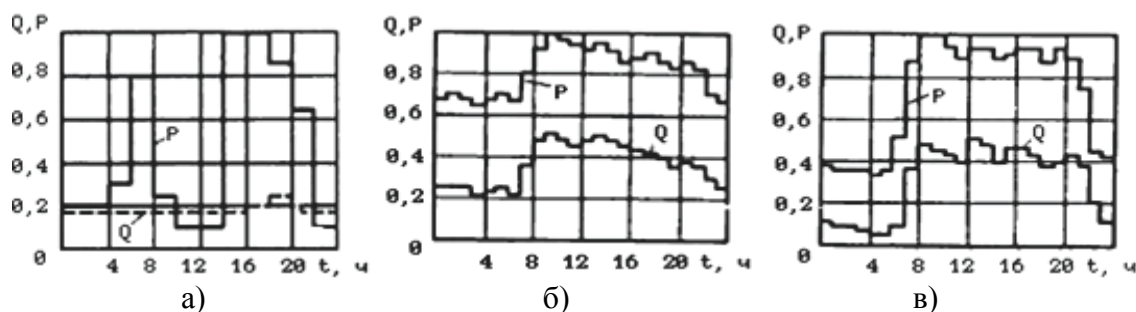
35/10 кВ, одна из которых представлена на рисунке 2.1.

Сеть, построенная по радиальному типу, выполнена одинаковым проводом АС 70/11 с полным сопротивлением $\bar{z}_0 = 0,43 + j0,35$ Ом/км. Параметры трансформаторов даны в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Параметры трансформаторов электрической сети

Участок сети	Тип трансформатора	$U_{ном}, кВ$		$R_T, Ом$	$X_T, Ом$	$G_T, мкСм$	$B_T, мкСм$
1 – 4	ТМН-6300/35	35	11	1,40	14,6	7,51	46,29
2 – 3	ТМН-4000/35	35	11	2,60	23,0	5,47	32,65
5 – 6	ТМН-6300/35	35	11	1,40	14,6	7,51	46,29
8 – 7	ТМН-1600/35	35	11	12,4	49,2	4,16	22,45

Режимы электропотребления определены отраслевыми суточными графиками (рисунок 2.2) [36, 117], аппроксимированные $d=12$ интервалами постоянства (таблица 2.2).



а) электроосвещение жилых домов; б) пищевая промышленность;
в) легкая промышленность.

Рисунок 2.2. Отраслевые графики электрических нагрузок

Нагрузки заданы в узлах 3 и 7 графиками а) с $\bar{S}_{нб3} = 4000$ МВА и $\bar{S}_{нб7} = 1600$ МВА, в узлах 4 и 6 – графиками б) и в) соответственно с $\bar{S}_{нб4} = \bar{S}_{нб6} = 6300$ МВА. Напряжение в ИП в течение d суточных периодов принимается изменяющимся в соответствии с принципом встречного регулирования.

Таблица 2.2. Расчётные графики электрических нагрузок

Виды ГЭН		0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
а	Р	0,20	0,20	0,30	0,80	0,25	0,10	0,10	1,0	1,0	0,85	0,65	0,10
	Q	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,20	0,25	0,18	0,18
б	Р	0,70	0,68	0,70	0,80	1,0	0,98	0,95	0,90	0,90	0,85	0,82	0,70
	Q	0,25	0,25	0,24	0,37	0,50	0,48	0,50	0,48	0,41	0,35	0,38	0,30
в	Р	0,38	0,35	0,35	0,70	1,0	0,90	0,93	0,90	0,92	0,90	0,80	0,45
	Q	0,10	0,09	0,08	0,26	0,50	0,40	0,50	0,45	0,43	0,40	0,30	0,15

В соответствии с данным изменением нагрузок в результате d расчётов УР вычисляется:

– потребление ЭЭ в n узлах сети

$$W_P = \sum_{i=1}^d P_i t_i; \quad W_Q = \sum_{i=1}^d Q_i t_i, \quad i = \overline{1, n}; \quad (2.75)$$

– эталонные значения $\Delta W_{\text{этал}}$ потерь ЭЭ (2.74) и отпуск ЭЭ в сеть

$$W_{\text{омн}P} = \sum_{j=1}^d P_j^{\Gamma} t_j; \quad W_{\text{омн}Q} = \sum_{j=1}^d Q_j^{\Gamma} t_j; \quad i = \overline{1, n}, \quad (2.76)$$

где $P_j^{\Gamma}, Q_j^{\Gamma}$ – потоки мощности головных участков интервала времени j .

На основе сформированных таким образом данных (2.10), (2.30), (2.76) системы головного учёта определяется значение потерь ЭЭ детерминированным методом (2.8), реализованным в программном модуле REG10PVT (см. главу 4) [64, 118, 119].

Используя данные электропотребления (2.75) и соответственно средних нагрузок (2.23), (2.24) вычисляются потери ЭЭ стохастическим методом (2.59) посредством (см. главу 4) программного модуля SETI [29, 119].

Для указанной выборки схем РЭС (приложение А) в результате сопоставления средневзвешенной (комбинированной) величины потерь ЭЭ (2.72), формируемой при различном сочетании α результатов уточнённого детерминированного (1.1) и стохастического методов с эталонным её значением (2.74) получена зависимость (рисунок 2.3) изменения среднего выборочного значения $\delta_{cp} = \delta \Delta W$ относительной погрешности (2.73). Наименьшее её значение, составляющее

$\delta_{cp} = -0,019\%$ с эмпирической дисперсией $\sigma^2 = 17,92$, лежат в узком интервале знакопеременности ошибки $\alpha = [0,7; 0,8]$. Уточнение значения минимума функции (2.73) в указанном интервале с шагом $\alpha = 0,01$ (рисунок 2.3) даёт незначительную поправку выборочной средней ошибки $\delta_{cp} = 0,019\%$ и определяет оптимальное искомое соотношение $\alpha = 0,73$ и $\eta = 1 - 0,73 = 0,27$ веса результатов в составе средневзвешенной величины потерь ЭЭ (2.72), формируемой вероятностно-статистическим и детерминированным методами.

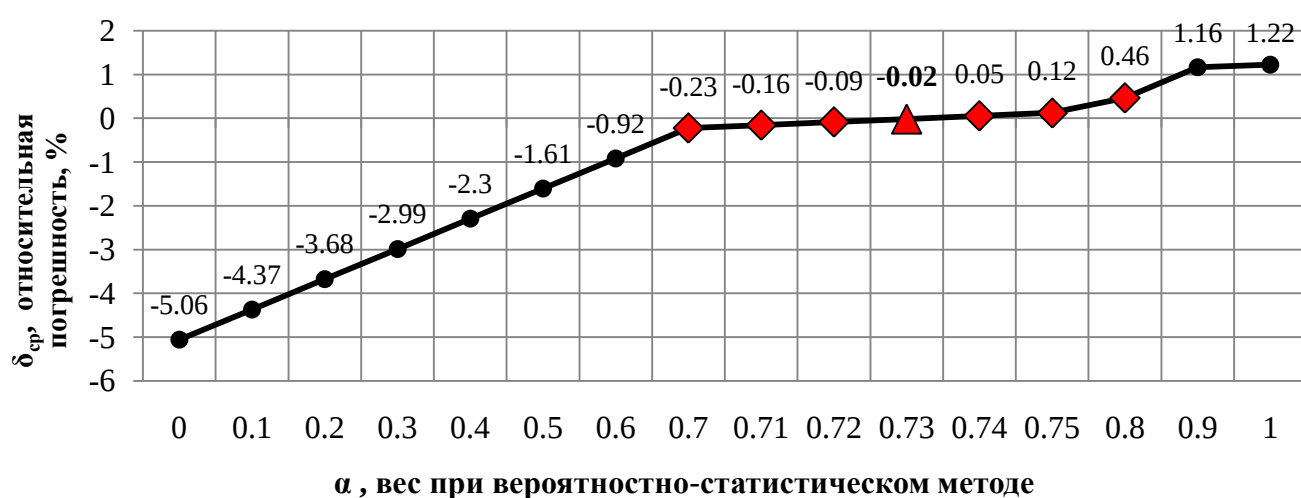


Рисунок 2.3. Изменение среднего выборочного значения δ_{cp} относительной погрешности при различном сочетании веса детерминированного и вероятностно-статистического методов расчёта потерь ЭЭ.

Дадим интервальную оценку средней ошибки. Каждый опыт (эксперимент) реализуется по итогам расчёта потерь ЭЭ детерминированным и стохастическим методами и анализе результирующей средневзвешенной величины потерь (приложение Б) при изменении веса α в интервале от 0 до 1 с фиксированным шагом применительно к каждой схеме.

Объём независимых опытов над случайной δ (2.73) определяется количеством схем N данной выборки. С достоверностью $\beta = 0,95$ и числом степеней свободы $k = N - 1 = 20 - 1 = 19$ в соответствии с распределением Стьюдента значение

квантилей составляет $t_{\beta} = 2,093$ [101–104, 120]. Тогда с точностью $\varepsilon = t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}} = 2,093 \cdot \frac{4,23}{\sqrt{19}} = 2,033$ математическое ожидание ошибки $\delta_{cp} = -0,019$ % покрывается доверительным интервалом $Y_{\beta} = (\delta_{cp} - \varepsilon; \delta_{cp} + \varepsilon) = (-2,05; +2,01)\%$ с надежностью 0,95.

2.8. Основные результаты и выводы

1. Выполнен анализ детерминированного и стохастического методов расчёта и анализа потерь ЭЭ с целью дальнейшего развития. Предложены комбинированные алгоритмы расчёта технических потерь ЭЭ на основе детерминированной информации об отпуске ЭЭ за отчётный период и стохастической информации о многорежимности.

2. Обоснована необходимость взаимного использования и выполнено комбинирование детерминированного и стохастического методов расчёта и анализа нагрузочных потерь ЭЭ с учётом весового участия каждого из методов.

3. Определён оптимальный диапазон весового сочетания методов $\alpha = [0,7; 0,8]$, при котором изменение средней относительной ошибки не превышает $\pm 0,50\%$. Разброс средней ошибки для оптимального интервала не превышает погрешности исходных данных ($\pm 2,0\%$).

4. Получены оптимальные весовые коэффициенты комбинирования детерминированного (с весом 0,27) и стохастического (с весом 0,73) методов. Средняя относительная погрешность приближается к значению близкому к нулевому ($-0,019\%$). Такое сочетание методов позволяет получить расчётное значение нагрузочных потерь ЭЭ близкое к эталонному с высокой и приемлемой для практических целей надёжностью (0,95). Доверие к вычисленному средневзвешенному значению нагрузочных потерь ЭЭ выше, чем к искомому параметру, полученному на основе раздельного использования детерминированного или стохастического методов.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ УЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕМОНТНЫХ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОРМАТИВНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

3.1. Корреляционный и регрессионный анализ

В окружающей природе все явления и процессы находятся в постоянной взаимной объективной связи. Для объективной оценки этой связи пользуются методами корреляционного и регрессионного анализа, которые широко применяются при планировании и прогнозировании, а также решении электроэнергетических задач, связанных с определением потерь ЭЭ в электрических сетях [121–124].

Метод установления связи и измерения её тесноты между наблюдениями (испытаниями, опытами, экспериментами), которые можно считать случайными и выбранными из совокупности, распределенной по многомерному нормальному закону, называют *корреляционным анализом*. Корреляционный анализ (*корреляция*) используется для выявления зависимости между рассматриваемыми явлениями.

Корреляционной связью называется такая статистическая связь, при которой различным значениям одной переменной соответствуют разные средние значения другой. Различают *парную* корреляцию, когда в связи между двумя величинами один параметр является *факторным*, а другой – *результативным и множественную* корреляцию, которая возникает от взаимодействия нескольких факторов с результативным параметром.

Регрессия (односторонняя регрессия), в свою очередь, изучает форму этой связи и позволяет выявлять аналитическую зависимость между явлениями, то есть представить ее в виде некоторого уравнения (функции). Односторонняя связь, например, прослеживается при анализе потребления ЭЭ (y) в зависимости от объёма производства (z). Таким образом, метод установления аналитического выражения

и стохастической зависимости между исследуемыми признаками или явлениями называют *регрессионным анализом*. Применение методов корреляционно-регрессионного анализа позволяет решать две задачи:

- выявить и изучить *тесноту связи* (силу связи) между анализируемыми параметрами, то есть установить относительную степень зависимости результативного параметра от каждого фактора;
- изучить *характер связи* (форму связи), то есть количественно измерить действие одного или нескольких факторов на изменение результативного параметра и в результате по значению коэффициента регрессии b установить, насколько изменяется величина результативного показателя при изменении факторного параметра на единицу.

Важную роль в корреляционно-регрессионном анализе для отражения характера изучаемой связи между факторами и результативным параметром играет построение *уравнения регрессии*. Уравнение регрессии отражает модель (форму) зависимости результативного параметра y от изменения факторов z .

Между процессами и явлениями различают функциональную и стохастическую зависимость. При функциональной зависимости множество A (область определения функции) однозначно определяется в множестве B (область значений функции). При стохастической зависимости каждому фиксированному значению аргумента соответствует определённое статистическое распределение значений функции, что обусловлено влиянием неучтённых и неконтролируемых факторов (случайные ошибки).

В случае, когда связь всех факторных параметров с результативным параметром носит линейный характер, то для записи этих зависимостей используют линейную функцию. Простым уравнением, которое устанавливает линейную зависимость между двумя параметрами, является уравнение прямой:

$$y = a + bz, \quad (3.1)$$

где y – результативный параметр; z – факторный параметр; a – свободный член уравнения, который не зависит от фактора; b – коэффициент регрессии, который

показывает влияние на результативный параметр изменения величины фактора на единицу его измерения. Это уравнение описывает такую связь между двумя показателями, при которой с изменением факторного показателя на определенную величину, наблюдается равномерное возрастание или убывание значений результативного показателя.

3.2. Исследование характеристик учёта потерь электроэнергии в нормальном и ремонтном режимах электроснабжения

3.2.1. Сопоставление потерь электроэнергии в нормальном и ремонтном режимах электроснабжения

Посуточное накопление (суммирование) потерь ЭЭ выполняется с возрастанием длительности ремонтного режима T от 1 до 30 суток в течение рассматриваемого месяца. Такое расчётное моделирование роста потерь ЭЭ в сетях выполнено для возможного интервала изменения их загрузки ξ (от 20 до 80%) [65]:

$$\xi = \frac{\sqrt{W_{P_{рем}}^2 + W_{Q_{рем}}^2}}{S_{ном \Sigma}^T \cdot T} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

и обобщено путём сопоставления потерь ЭЭ в сети с ремонтным режимом электроснабжения (одностороннее питание) с потерями в исходной сети в режиме нормального электроснабжения (двустороннее питание) в виде экспериментальных графических зависимостей роста относительного значения потерь ЭЭ:

$$\delta W_{отн}^{эксн} = \frac{\Delta W_{P_{рем}} - \Delta W_{P_{нор}}}{W_{P_{нор}}^{ген}} \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

где $\delta W_{отн}^{эксн}$ – изменение потерь ЭЭ в ремонтном режиме относительно потерь ЭЭ в режиме нормального электроснабжения, %; $W_{P_{рем}}, W_{Q_{рем}}$ – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок сети за месяц в ремонтном режиме, кВт·ч, квар·ч; T – продолжительность работы участка сети на месячном интерва-

ле, часов; $S_{ном \Sigma}^T$ – 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; $W_{P_{нор}}^{ген}$ – суммарная отпущенная ЭЭ в сеть в режиме нормального электроснабжения, кВт·ч.

Накапливаемые посуточно на месячном интервале потери ЭЭ в сопоставляемых сетях с ремонтным режимом электроснабжения и сетях с нормальной эксплуатационной схемой определяются методом характерных суток:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^D \Delta W_i N_i, \quad (3.4)$$

где D – количество видов характерных суток; ΔW_i – потери ЭЭ за i -ые характерные сутки, кВт·ч; N_i – количество характерных суток соответствующего вида; ΔW – суммарные потери ЭЭ на месячном интервале, кВт·ч.

Изменения электрических нагрузок на месячном интервале учитывались графиками трёх характерных суток: рабочих суток со сниженной нагрузкой (понедельник, пятница – 9 суток, далее – первые характерные сутки); рабочих суток с наибольшей нагрузкой (вторник, среда, четверг – 13 суток, далее – вторые характерные сутки; выходных суток (суббота, воскресенье – 8 суток, далее – третьи характерные сутки).

Внутрисуточные изменения электропотребления характерных суток моделируется с помощью отраслевых графиков нагрузок [36, 117]. Расчёт параметров стационарных режимов на интервалах постоянства суточных графиков нагрузки выполнен с использованием программы расчёта и анализа параметров установившихся режимов REG10PVT, реализующей алгоритм расчёта потерь ЭЭ по данным системы головного учёта [63, 64, 125].

Число статистических испытаний (объём выборки, количество опытов) ус-

танавливается исходя из требуемой точности (ошибки) и уровня достоверности (надёжности) результатов. Предельное значение ошибки определяется реальными возможностями измерений в распределительных сетях. Принимается общетехнический уровень надёжности, что позволяет при сравнительно небольшом числе объектов (сетей), подвергающихся в соответствии с одной из схем метода Монте-Карло ряду расчётных испытаний (загрузок схем), сформировать значительное (статистически представительное) в рамках t -распределения Стьюдента число опытов (испытаний) [101, 120].

3.2.2. Результаты расчётного моделирования

Для выборки из 20 схем (приложения В) распределительных сетей с ремонтным режимом электроснабжения и соответственно с 40 участками радиально-магистральной конфигурации различного состава (число трансформаторных подстанций от 3 до 16) и разветвлённости получены экспериментальные зависимости относительного значения изменения потерь ЭЭ $\delta W_{отн}$ по формуле (3.3) 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 каждой схемы на 20, 35, 50, 65 и 80% (приложения Г, Д).

Объём статистической выборки из 20 схем и 5 режимов их загрузки равен 100, что соответствует одному из наибольших в рамках t -статистики. Данная статистика позволяет взаимнообразно связать выбранный уровень надёжности, равный 0,95, верхнюю границу ошибки, принятой $\pm 2,0\%$, и контролируемые по итогам испытаний характеристики разброса.

Соответствующие графики зависимости увеличения потерь ЭЭ $\delta W_{отн}$ при длительности ремонтного состояния сети до 7 суток и загрузке сети на 35% построены на рисунке 3.1. Аналогичные экспериментальные графики получены при загрузке сетей на 20, 50, 65 и 80% с соответствующим загрузке увеличением

значения относительного роста потерь ЭЭ (приложение Д).

Из рассмотрения полученных результатов следует, что для интервала изменения загрузки сетей (ξ от 20 до 80%) в ремонтных режимах длительностью T до 7 суток средние значения роста суммарных потерь ЭЭ изменяются в пределах от 0,56 до 1,41% суммарного отпуска ЭЭ в сеть. Отметим, что длительность существования ремонтной схемы сети до 7 суток для предприятий РЭС рассматривается в качестве отчётной. Ремонтные режимы с большей длительностью считаются временными рабочими режимами (утверждаются оперативно-диспетчерской службой) и по причине существенного увеличения потерь ЭЭ и соответственно оценки по выражению (3.3) имеют наибольшее практическое значение.

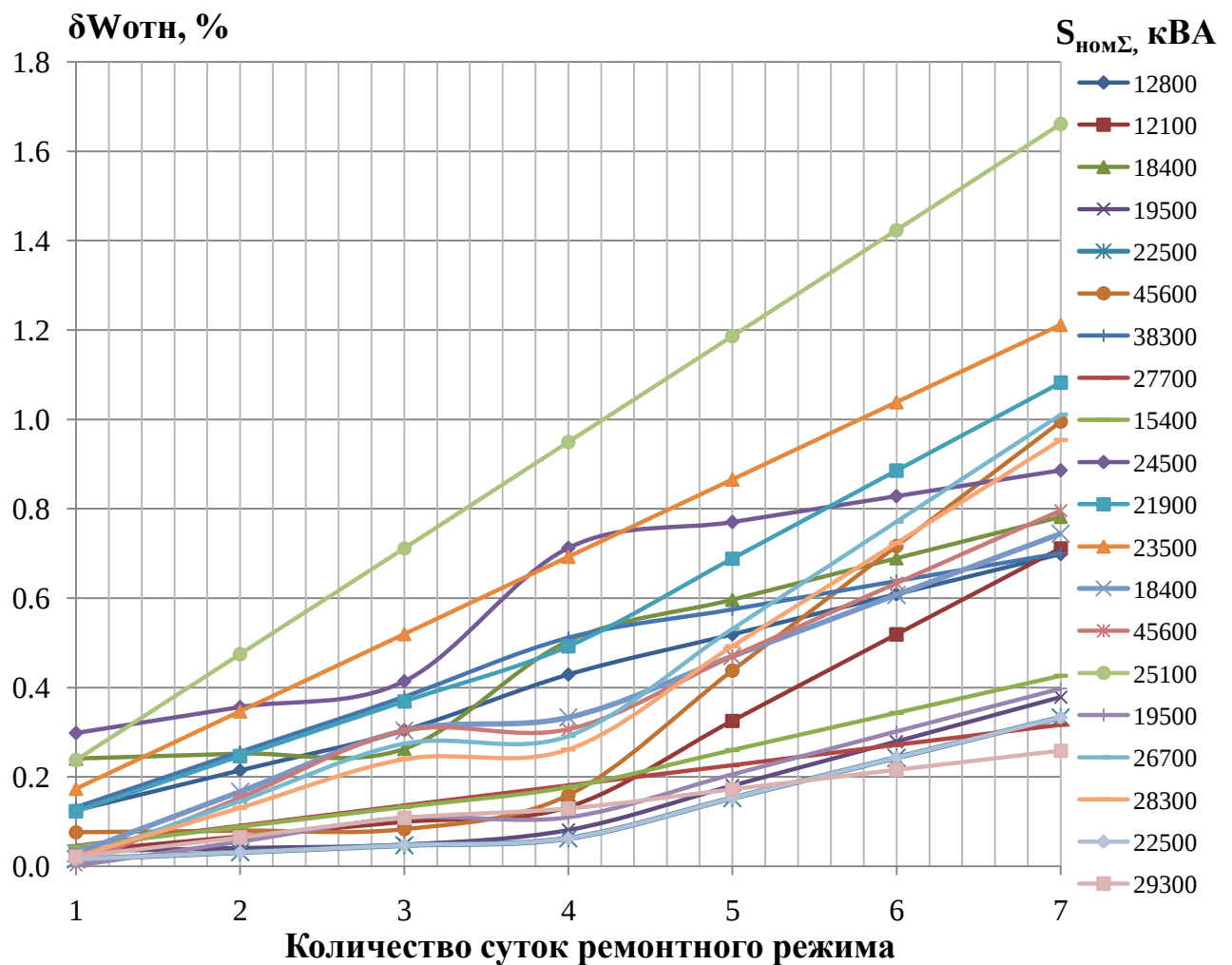


Рисунок 3.1. Графики зависимости относительного увеличения значения потерь ЭЭ от числа суток ремонтного режима при загрузке сети 35%

Для указанной статистической выборки (приложение В) результаты расчётных экспериментов на месячном интервале режима аварийного электроснабжения обобщены в виде усреднённых графических зависимостей относительного роста потерь ЭЭ, представленных на рисунке 3.2. Выявлено, что неравномерность (нелинейность) экспериментальных графиков определяется режимами характерных суток. Чем больше в течение недели по величине, а не по форме различаются графики электрических нагрузок одних и тех же потребителей, тем выше проявляется нелинейность на месячном интервале.

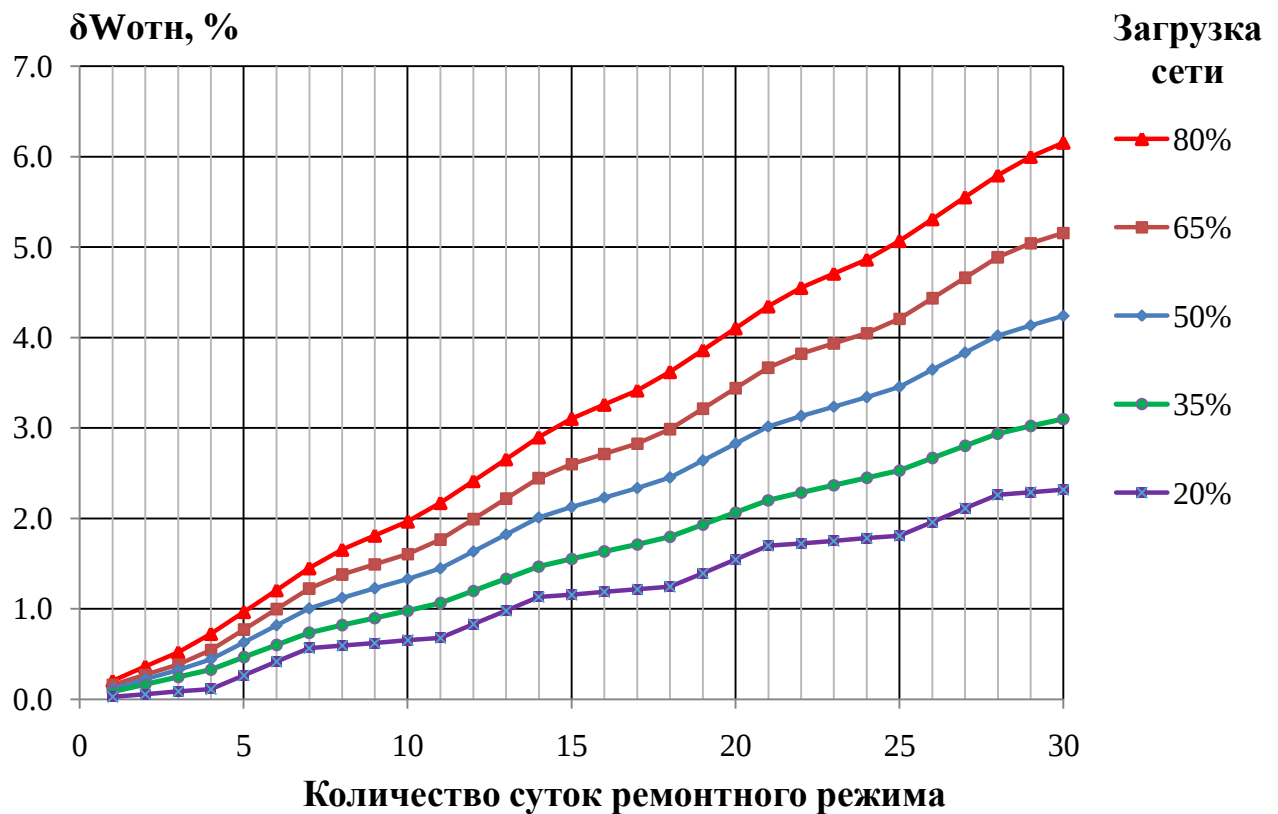


Рисунок 3.2. Графики зависимости относительного значения роста потерь ЭЭ (усреднённые) от числа суток ремонтного режима при различной загрузке сети: 20, 35, 50, 65 и 80%

Абсолютные средние линейные отклонения (относительные значения ошибки усреднения) результатов эксперимента над m схемами и в пределах T суток ремонтной схемы определялись по формуле:

$$\delta = \frac{1}{m \cdot T} \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^T |\delta_{ji} - M\delta_j|. \quad (3.5)$$

В выражении (3.5) δ_{ji} – значение относительной ошибки для j -й схемы сети для i -ых суток; $M\delta_j$ – математическое ожидание относительной ошибки для j -й схемы.

Для пяти расчётных режимов загрузки сети (на 20, 35, 50, 65 и 80%) средне-линейные отклонения δ составили соответственно 0,030, 0,039, 0,053, 0,065 и 0,075.

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 (в %) [126, 127]:

$$\delta W_{отн} = (k_1 + k_2 \cdot \xi) \cdot T, \quad (3.6)$$

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

$$\delta W_{отн} = (0,043 + 0,20 \cdot \frac{\xi}{100\%}) \cdot T \quad \text{или} \quad \delta W_{отн} = (0,043 + 0,0020 \cdot \xi) \cdot T. \quad (3.7)$$

Оценим влияние учтённых факторов, включенных в регрессионную модель, на результативный параметр. Для отдельных экспериментальных характеристик относительного роста потерь ЭЭ для загрузок 20, 35, 50, 65 и 80% коэффициенты детерминации R^2 (достоверность линейной аппроксимации):

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (\delta_i^{эксн} - \delta_i^{теор})^2}{\sum_{i=1}^n (\delta_i^{эксн} - M\delta_i^{эксн})^2} \quad (3.8)$$

составили 0,9995, 0,9988, 0,9989, 0,9991 и 0,9920 соответственно, что указывает

на хорошее качество сформированной регрессионной модели – уравнение прямой линии с двумя переменными факторами загрузки сети и длительности ремонтного режима электроснабжения. В выражении (3.8) $\delta^{\text{эксн}}$ – экспериментальное значение относительной ошибки; $M\delta^{\text{эксн}}$ – математическое ожидание экспериментального значения относительной ошибки; $\delta^{\text{теор}}$ – теоретическое значение относительной ошибки, предсказанное по уравнению регрессии.

Тесноту статистической связи теоретической зависимости (3.7) с экспериментальными данными (рисунок 3.2) оценим с помощью коэффициента корреляции по выражению [101, 123]:

$$r_{\text{эксн-теор}} = \frac{\sum_{i=1}^n (\delta_i^{\text{эксн}} - M\delta_i^{\text{эксн}}) \cdot (\delta_i^{\text{теор}} - M\delta_i^{\text{теор}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (\delta_i^{\text{эксн}} - M\delta_i^{\text{эксн}})^2 \cdot (\delta_i^{\text{теор}} - M\delta_i^{\text{теор}})^2}}, \quad (3.9)$$

где $r_{\text{эксн-теор}}$ – коэффициент корреляции между экспериментальными и теоретическими значениями относительной величины потерь ЭЭ; $M\delta^{\text{теор}}$ – математическое ожидание теоретического значения относительной ошибки.

Так, для расчётных загрузок сети 20, 35, 50, 65 и 80% коэффициенты корреляции составили 0,978, 0,985, 0,997, 0,998 и 0,999 соответственно при изменении числа суток ремонтного режима электроснабжения от 1 до 30. Высокие значения коэффициентов корреляции между экспериментальными характеристиками и обобщённым аналитическим выражением (3.7), удовлетворение значимости модели в соответствии с F-критерием подтверждают получение приемлемо качественной регрессионной модели, близкой к функциональной, пригодной для оценки относительного роста потерь ЭЭ в ремонтном режиме электроснабжения при любой загрузке сети.

В результате получено, что наибольшее относительное значение роста $\delta W_{\text{отн}}$ потерь ЭЭ для рассматриваемого возможного интервала изменения загрузки сетей, работающих в ремонтных режимах электроснабжения, оценивается в диапа-

зоне (2,0–6,0) % суммарного отпуска ЭЭ в сеть за месяц. Рост (добавка) потерь δW ЭЭ, вызванный ремонтным режимом, оценивается по выражению:

$$\delta W = \frac{\delta W_{отн}}{100} W_{\Gamma}^{нор}, \quad (3.10)$$

где $W_{\Gamma}^{нор}$ – отпуск активной ЭЭ через головной участок сети в нормальном режиме электроснабжения, кВт·ч; $\delta W_{отн}$ – относительная величина потерь ЭЭ, определенная по выражению (3.6), %.

Потери ЭЭ за отчётный месяц, найденные применительно к нормальной схеме сети, $\Delta W_{нор}$ с учётом выражения (3.10) уточняются до величины

$$\Delta W_{уточ} = \Delta W_{нор} + \delta W, \quad (3.11)$$

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

В итоге отметим, что большинство РЭС работает в аналогичных с представленным расчётным экспериментом условиях: в разомкнутом состоянии имеют типичную радиально-магистральную конфигурацию и загружены в интервале, охваченном данными статистическими испытаниями. Учитывая отмеченную статистическую представительность (репрезентативность) рассматриваемой выборки, результаты приведённых испытаний отражают установленные свойства, присущие сетям данного вида. В соответствии с отмеченным при возникновении ситуаций анализируемого ремонтного режима электроснабжения рост потерь ЭЭ в распределительных сетях можно нетрудоёмко определить с помощью полученного регрессионного уравнения (3.7) и итогового соотношения (3.11) с достаточной для практических целей точностью.

3.2.3. Пример расчёта относительного значения увеличения потерь электроэнергии

Вычисление характеристик роста потерь ЭЭ в сетях с ремонтным режимом электроснабжения выполнено применительно к распределительной сети напряже-

нием 35/10 кВ (рисунок 3.3) с возможностью её секционирования.

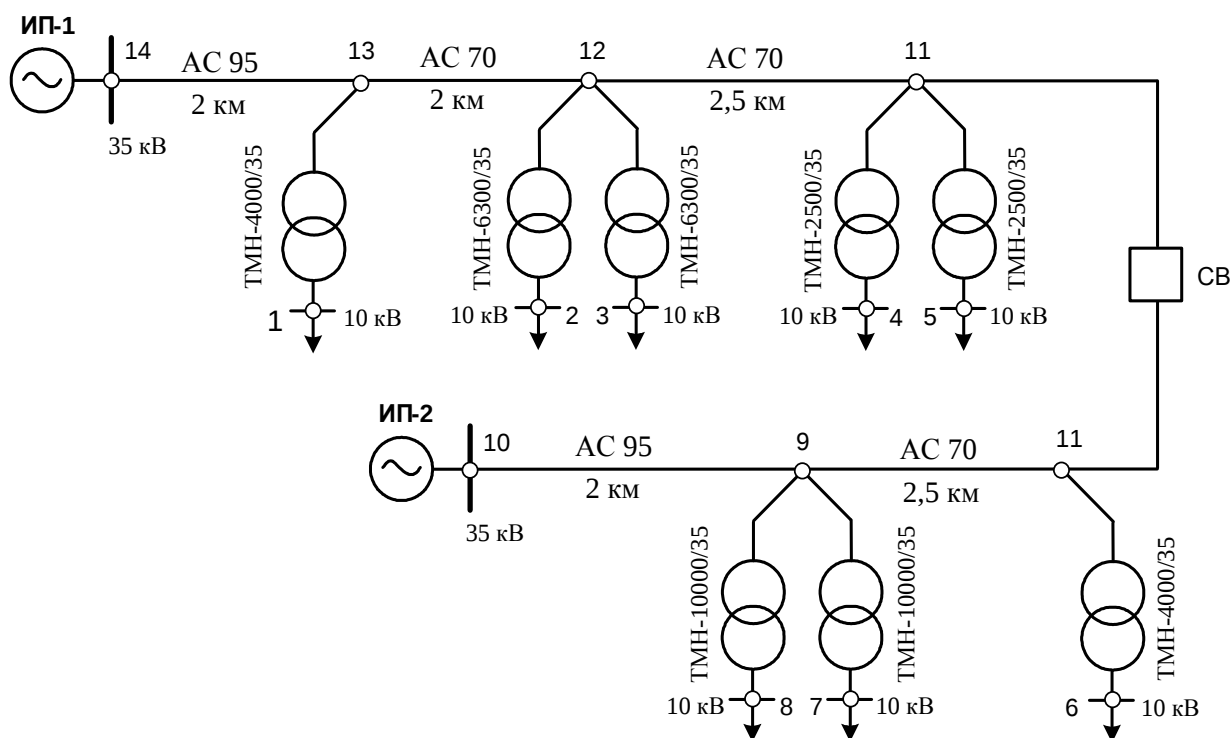


Рисунок 3.3. Схема распределительной сети 35/10 кВ

Анализируются интегральные характеристики режимов при загрузке сети на 80%, сопровождаемой наибольшим ростом потерь ЭЭ. Схема содержит 14 узлов и 13 ветвей – из них 8 трансформаторных и 5 ЛЭП. Данные по ветвям приведены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1. Параметры трансформаторных подстанций

Участок сети	Тип трансформатора	R_m , Ом	X_m , Ом	G_m , мкСм	B_m , мкСм
13 – 1	ТМН-4000/35	2,60	23,0	5,47	32,65
12 – 2	ТМН-6300/35	1,40	14,6	7,51	46,29
12 – 3	ТМН-6300/35	1,40	14,6	7,51	46,29
11 – 4	ТМН-2500/35	5,10	31,9	4,16	22,45
11 – 5	ТМН-2500/35	5,10	31,9	4,16	22,45
11 – 6	ТМН-4000/35	2,60	23,0	5,47	32,65
9 – 7	ТМН-10000/35	0,88	10,1	11,84	65,31
9 – 8	ТМН-10000/35	0,88	10,1	11,84	65,31

Примечание. 1. Номинальное напряжение на стороне ВН–35 кВ, НН–11 кВ.

2. G_T , B_T – активная и реактивная проводимости трансформатора.

Таблица 3.2. Параметры линий электропередач

Участок сети	Марка провода ЛЭП	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	Длина линии L , км	$R_{\text{вл}}$, Ом	$X_{\text{вл}}$, Ом
14 – 13	АС 95/16	0,316	0,371	2,0	0,63	0,74
13 – 12	АС 70/11	0,429	0,382	2,0	0,86	0,76
12 – 11	АС 70/11	0,429	0,382	2,5	1,07	0,96
11 – 9	АС 70/11	0,429	0,382	2,5	1,07	0,96
10 – 9	АС 95/16	0,316	0,371	2,0	0,63	0,74

Нагрузки в узлах и их изменения для трёх характерных суток представлены с помощью отраслевых графиков соответствующими значениями токов I на вторичных шинах, приведёнными к высшему напряжению, и коэффициента мощности $\cos\varphi$ (таблицы 3.3, 3.5, 3.7). Суточные изменения напряжения источников питания приняты в соответствии с принципом встречного (согласного) регулирования напряжения с контролем допустимости значений напряжения в наиболее удалённых точках сети.

Далее приводятся исходные данные и результаты расчётов для первых характерных суток. В таблице 3.3 представлены графики суточного изменения нагрузок в узлах анализируемой схемы сети.

Таблица 3.3. Графики нагрузок для первых характерных суток

№ узла	Степень											
	1		2		3		4		5		6	
	I_2 , А	$\cos\varphi$	I_2 , А	$\cos\varphi$	I_2 , А	$\cos\varphi$	I_2 , А	$\cos\varphi$	I_2 , А	$\cos\varphi$	I_2 , А	$\cos\varphi$
1	127	0,75	114	0,80	124	0,90	137	0,95	156	0,80	140	0,70
2	207	0,80	191	0,70	207	0,80	223	0,75	239	0,75	254	0,70
3	207	0,80	191	0,70	207	0,80	223	0,75	239	0,75	254	0,70
4	80	0,65	95	0,70	95	0,85	121	0,80	64	0,65	70	0,75
5	67	0,80	70	0,80	76	0,90	89	0,85	95	0,90	111	0,75
6	127	0,75	114	0,80	124	0,80	137	0,95	156	0,80	140	0,70
7	334	0,80	365	0,70	382	0,80	350	0,75	334	0,75	302	0,70
8	318	0,80	350	0,70	366	0,80	334	0,75	318	0,75	286	0,70

№ узла	Степень											
	7		8		9		10		11		12	
	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$
1	124	0,80	178	0,70	191	0,75	207	0,95	210	0,90	159	0,80
2	239	0,90	270	0,75	286	0,80	318	0,85	286	0,90	207	0,70
3	239	0,90	270	0,75	286	0,80	318	0,85	286	0,90	207	0,70
4	127	0,80	127	0,70	111	0,80	89	0,80	95	0,65	80	0,70
5	95	0,80	111	0,90	127	0,90	124	0,85	121	0,90	111	0,80
6	124	0,80	178	0,70	191	0,75	207	0,95	210	0,90	159	0,80
7	270	0,90	318	0,75	382	0,80	398	0,85	413	0,90	207	0,70
8	254	0,90	302	0,75	366	0,80	382	0,85	398	0,90	191	0,70

Потребление ЭЭ в сети за сутки определяется обобщением суммарных нагрузок $P_{\Pi j}$ в узлах потребления (аналогично вычислению ΔW_i по формуле (2.74)):

$$W_{\Pi i} = \sum_{j=1}^d P_{\Pi j} \cdot t_j. \quad (3.12)$$

Потребление ЭЭ в сети за месяц рассчитывается с учётом видов и числа характерных суток:

$$W_{\Pi} = \sum_{i=1}^D P_{\Pi i} \cdot N_i, \quad (3.13)$$

где $W_{\Pi i}$ – потребление ЭЭ за характерные сутки соответствующего вида; N_i – число характерных суток соответствующего вида; D – число видов характерных суток.

Отпуск ЭЭ сеть за сутки в головных участках сети формируется в результате суммирования перетоков мощности $P_{\Gamma j}$ данных участков:

$$W_{\Gamma i} = \sum_{j=1}^d P_{\Gamma j} \cdot t_j. \quad (3.14)$$

Отпуск ЭЭ в сеть за месяц определяется с учётом видов и числа характерных суток:

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^D P_{\Gamma i} \cdot N_i, \quad (3.15)$$

где $P_{Гj}$ – переток мощности в головном участке сети на j -м интервале постоянства; $W_{Гi}$ – отпуск ЭЭ в сеть через головной участок отходящей питающей линии в течение i -х суток.

В выражениях (3.12)–(3.15) $W_{Пi}$ – потребление ЭЭ в сети в течение i -ых суток, кВт·ч; $P_{Пj}$ – нагрузка в узле потребления на j -м интервале постоянства, кВт; d – число интервалов постоянства суточного графика электрической нагрузки; t_j – число часов для j -го интервала постоянства суточного графика электрической нагрузки, ч; $W_{П}$ – потребление ЭЭ в сети за месяц, кВт·ч; D – количество видов характерных суток; N_i – количество характерных суток соответствующего вида; $W_{Гi}$ – отпуск ЭЭ в сеть через головной участок фидера в течение i -ых суток, кВт·ч; $P_{Гj}$ – переток мощности в головном участке сети на j -м интервале постоянства, кВт·ч; $W_{Г}$ – отпуск ЭЭ сеть за месяц, кВт·ч.

Аналогично определяются интегральные характеристики для реактивных мощностей.

Результаты расчёта интегральных характеристик для сети с ремонтным режимом электроснабжения от первого источника питания (рисунок 1.7.б) с включённым секционным выключателем приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Потребление, потери ЭЭ и отпуск ЭЭ в сеть

Параметр	Ремонтный режим		Нормальное электроснабжение			
			первый участок		второй участок	
	1 сутки	9 суток	1 сутки	9 суток	1 сутки	9 суток
$W_{РГ}$, МВт·ч	652,61	5873,5	316,28	2846,6	302,22	2720,0
W_{QG} , Мвар·ч	549,70	4947,5	262,04	2358,3	253,70	2283,3
$W_{РП}$, МВт·ч	601,30	5411,4	305,63	2750,7	295,59	2660,3
W_{QP} , Мвар·ч	448,50	4036,9	226,29	2036,7	222,21	1999,9
ΔW_p , МВт·ч	51,340	462,06	10,653	958,73	66,322	596,89
ΔW_Q , Мвар·ч	101,17	910,56	35,739	321,66	31,491	283,42

Примечание. $W_{Г}$ – отпуск ЭЭ; $W_{П}$ – потребление ЭЭ.

Исходная сеть с режимом нормального электроснабжения от первого и вто-

рого источников питания (рисунок 1.7.а) представлена двумя отдельными участками при отключённом секционном выключателе. Расчёты интегральных характеристик участков сети выполняются раздельно в соответствии с выражениями (2.74), (3.12), (3.14).

Аналогично выполнены расчёты интегральных характеристик режимов с заданием многорежимности вторыми и третьими характерными сутками. Исходные данные и результаты расчётов при загрузке сети 80% для вторых и третьих характерных суток приведены в приложении Е.

Графики нагрузок для вторых характерных суток приведены в таблице Е.1, третьих – в таблице Е.3. Потребление, потери ЭЭ и отпуск в сеть для вторых характерных суток в ремонтном режиме и в режиме нормального электроснабжения – в таблице Е.2, а для третьих характеристик суток – в таблице Е.4.

3.2.4. Сопоставление результатов расчёта потерь электроэнергии в нормальном и ремонтном режимах электроснабжения

Результаты расчётов интегральных характеристик на суточном интервале в соответствии с выражениями (2.74), (3.12), (3.14) для схемы с ремонтным режимом и для исходной схемы с нормальным режимом электроснабжения для трёх видов характерных суток анализируемого месяца приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Суммарное потребление, потери ЭЭ и отпуск ЭЭ в сеть по видам характерных суток за одни сутки

Параметр	Ремонтный режим			Нормальное электроснабжение		
	Понедельник, пятница	Вторник, среда, четверг	Суббота, воскресенье	Понедельник, пятница	Вторник, среда, четверг	Суббота, воскресенье
$W_{PГ}$, МВт·ч	652,61	824,72	527,64	618,51	776,94	503,17
$W_{QГ}$, Мвар·ч	549,72	601,32	439,95	515,74	551,96	415,39
$W_{PП}$, МВт·ч	601,27	754,88	367,11	601,22	754,89	491,39
$W_{QП}$, Мвар·ч	448,54	466,23	367,11	448,51	466,23	367,11
ΔW_p , МВт·ч	51,340	69,836	36,256	17,285	22,054	11,784
ΔW_Q , Мвар·ч	101,17	135,10	72,839	67,231	85,736	48,286

Суммированием результатов по характерным суткам с учётом их вида и числа в соответствии с выражениями (3.4), (3.13), (3.15) получены интегральные характеристики режимов сети за анализируемый месяц для ремонтного режима электроснабжения и для режима нормального электроснабжения по данным таблиц приложения Е.

Результаты расчётов интегральных характеристик за месяц для электрической сети с ремонтным режимом и режимом нормального электроснабжения приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6. Интегральные характеристики сети за месяц (30 суток) при ремонтном и нормальном режимах электроснабжения

Параметр	Ремонтный режим	Нормальное электроснабжение
$W_{P\Gamma}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	20816	19692
$W_{Q\Gamma}, \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$	16284	15140
$W_{P\Pi}, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	19156	19156
$W_{Q\Pi}, \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$	13035	13034
$\Delta W_p, \text{ МВт}\cdot\text{ч}$	1659,9	536,54
$\Delta W_Q, \text{ Мвар}\cdot\text{ч}$	3249,5	2105,9

Поскольку в ремонтном режиме при включённом секционном выключателе потери ЭЭ превышают потери ЭЭ в режиме нормального электроснабжения, отпуск ЭЭ в сеть через головной участок отходящей питающей линии в ремонтном режиме электроснабжения существенно больше отпуска ЭЭ в сеть в исходной схеме. Соответственно с увеличением длительности ремонтного состояния сети относительное значение увеличения потерь ЭЭ будет ощутимо возрастать. Загрузка электрической сети для ремонтного режима определяется по выражению (3.2) в соответствии с балансовыми результатами ЭЭ (таблица 3.6):

$$\xi = \frac{\sqrt{(20\,816 \cdot 10^3)^2 + (16\,284 \cdot 10^3)^2}}{(4000 + 6300 + 6300 + 2500 + 2500 + 4000 + 10\,000 + 10\,000) \cdot 720} \cdot 100\% = 80,5\%.$$

На основе выражения (3.3) в результате посуточного суммирования с нарастающим итогом с учётом числа и вида характерных суток на месячном интервале определяется относительное значение роста потерь ЭЭ при ремонтном режиме се-

ти. Пошаговый расчёт относительного значения роста потерь ЭЭ для первых 7 суток месяца приведён в таблице 3.7.

Таблица 3.7. Изменение относительного значения потерь ЭЭ в зависимости от числа и вида характерных суток ремонтного режима электроснабжения

Число суток ремон- тного режи- ма	$\Delta W_{P_{рем}}$ МВт·ч	$\Delta W_{P_{нор}}$ МВт·ч	$\delta W_{отн}^{эксп}$ %	День недели						
				Пят.	Субб.	Воскр.	Понед.	Втор.	Среда	Чет.
1	51,34	17,28	0,17	Пят.	-	-	-	-	-	-
2	87,59	29,07	0,30	Пят.	Субб.	-	-	-	-	-
3	123,85	40,85	0,42	Пят.	Субб.	Воскр.	-	-	-	-
4	175,19	58,14	0,59	Пят.	Субб.	Воскр.	Понед.	-	-	-
5	245,03	80,19	0,84	Пят.	Субб.	Воскр.	Понед.	Втор.	-	-
6	314,86	102,25	1,08	Пят.	Субб.	Воскр.	Понед.	Втор.	Среда	-
7	384,70	124,30	1,32	Пят.	Субб.	Воскр.	Понед.	Втор.	Среда	Чет.

Примечание. $\Delta W_{P_{двуст}} = 19692$ МВт·ч.

Аналогичные моделирующие расчёты для рассмотренной схемы выполнены при загрузке сети на 20, 35, 50 и 65%. Результаты расчётного моделирования относительного значения роста потерь ЭЭ на месячном интервале для ремонтного режима данной сети в рассматриваемых интервалах её загрузки даны на рисунке 3.4.

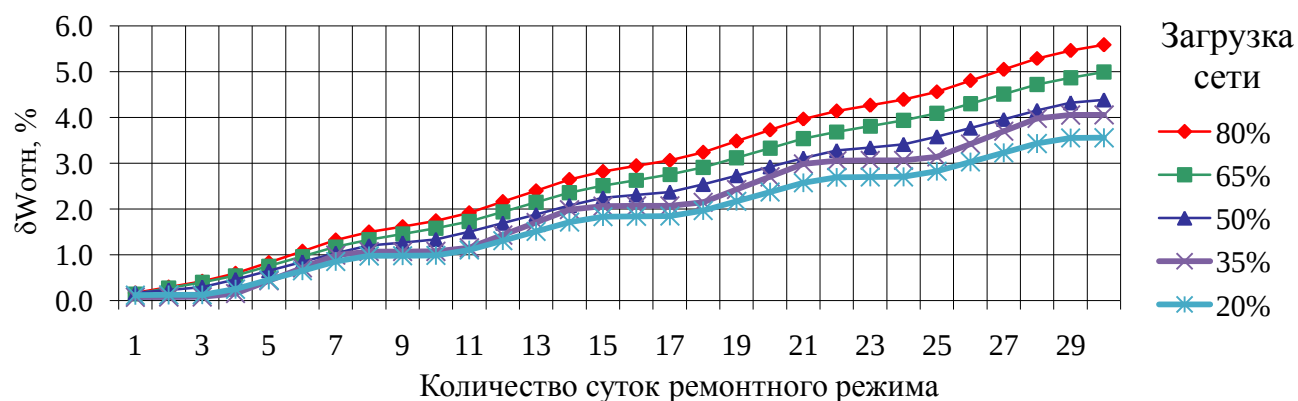


Рисунок 3.4. Графики зависимости относительного значения роста потерь ЭЭ от числа суток ремонтного режима при различной загрузке сети

Зависимости отражаются уравнениями прямых (аппроксимированные кривые):

$$\delta W_{20} = 0,124T; \delta W_{35} = 0,144T; \delta W_{50} = 0,149T; \delta W_{65} = 0,169T; \delta W_{80} = 0,189T \quad (3.16)$$

со средними линейными отклонениями:

$$\delta = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^T |\delta_i - M\delta|, \quad (3.17)$$

равными 0,92, 1,07, 1,11, 1,26, 1,41% и соответствующими значениями корреляции по выражению (3.9), принимающими значения 0,9964, 0,9942, 0,9990, 0,9996, 0,9994, что позволяет характеризовать регрессионные зависимости (рисунок 3.2) близкими к функциональным.

В выражениях (3.16) и (3.17) $\delta W_{20}, \delta W_{35}, \delta W_{50}, \delta W_{65}, \delta W_{80}$ — относительная величина потерь ЭЭ при загрузке сети 20, 35, 50, 65 и 80 % соответственно; T — количество суток ремонтного режима электропотребления; δ_i — i -ое значение относительной ошибки; $M\delta$ — математическое ожидание относительной ошибки.

Естественно, что данные зависимости являются частной реализацией общей тенденции анализируемого роста потерь ЭЭ для указанной статистической выборки, показанной на рисунке 3.2 и отражённой общим регрессионным уравнением (3.7).

3.2.5. Расчёт общей трудоёмкости расчётного моделирования

Общая трудоёмкость расчётного моделирования для выборки из 20 схем РЭС напряжением 35/10 кВ с количеством трансформаторных подстанций от 3 до 16, тремя режимами характерных суток и пятью режимами их загрузки (испытаниями) каждой схемы составила 10800 расчётов установившихся режимов.

$n_{одност}$ — количество расчётов УР для $k_1 = 3$ характерных суток месяца при односторонней работе сети и заданной загрузке РЭС составляет:

$$n_{одност} = d \cdot k_1 = 12 \cdot 3 = 36 \text{ расчётов УР.}$$

В режиме нормального электроснабжения при питании двух фрагментов электрической сети от источников ИП-1 и ИП-2 при отключенном секционном выключателе (рисунок 1.7.а) количество расчётов УР составило: $n_{фр1,2}^{двуст} = 2 \cdot (d \cdot k_1) = 2 \cdot (12 \cdot 3) = 72$, где $n_{фр1,2}^{двуст}$ - количество расчётов УР для 3-х характерных суток анализируемого месяца при питании двух фрагментов электрической сети от источников ИП-1 и ИП-2 и заданной нагрузке сети.

N – общее количество расчётов УР для 3-х характерных суток анализируемого месяца и заданной нагрузке сети равно: $N = n_{одност} + n_{фр1,2}^{двуст} = 36 + 72 = 108$.

N^* – количество расчётов УР для 3-х характерных суток анализируемого месяца, одной схемы сети с пятью режимами её загрузки (на 20, 35, 50, 65 и 80%) составило: $N^* = 5 \cdot N = 5 \cdot 108 = 540$.

N^{**} – общее количество расчётов УР для 3-х характерных суток анализируемого месяца и выборки из 20 схем с пятью режимами загрузки составило: $N^{**} = 20 \cdot N^* = 20 \cdot 540 = 10800$.

3.3. Методика оценки нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

3.3.1. Постановка и описание задачи нормирования потерь электрической энергии

Баланс ЭЭ является неотъемлемой частью контроля достоверности ежемесячного учёта ЭЭ на станциях и подстанциях и оформляется соответствующим актом по предприятию. Для баланса ЭЭ характерно равенство поступившей на подстанцию ЭЭ и суммарной отпущенной ЭЭ с подстанции и израсходованной внутри неё на собственные нужды.

К основным параметрам баланса ЭЭ относятся: поступившая на шины и отпущенная ЭЭ с шин подстанции; расход ЭЭ на собственные нужды; потери ЭЭ.

Все составляющие за исключением потерь ЭЭ измеряются счётчиками активной и реактивной ЭЭ. На основании этих данных затем вычисляется величина фактического небаланса (отчётные потери) в виде разности между отпущенной с шин подстанции и потреблённой (оплаченной потребителями) ЭЭ. Отчётное значение фактического небаланса должно быть меньше или равно значению допустимого небаланса, который определяется с учётом относительной погрешности измерительных приборов и доли ЭЭ, учтённой каждым из этих измерительных комплексов. В некоторых случаях возможно превышение величины фактического небаланса над допустимым и тогда следует определить причины этого превышения. Такие небалансы могут быть связаны с нарушениями во вторичных цепях или неисправностями элементов измерительно-информационного комплекса учёта ЭЭ. Современные системы учёта ЭЭ позволяют вычислять баланс ЭЭ с периодичностью до 30 минут. Это способствует выявлению неисправных элементов измерительно-информационного комплекса учёта ЭЭ и своевременной его замене.

Допустимый и фактический небалансы определяются согласно общеизвестным методикам [4, 6, 31, 36, 41].

Процесс передачи электрической энергии от источника к потребителю сопровождается потерями в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы элементов сетевого оборудования. Технические потери в линиях электропередач, первичном оборудовании электрических сетей, а также потери, связанные с допустимыми метрологическими небалансами (погрешностями) системы учёта ЭЭ относятся к технологическим потерям ЭЭ. При этом необходимо учитывать и расход ЭЭ на собственные нужды [11].

РЭС, составляющие наиболее массовую и разветвлённую часть электрических сетей электроэнергетических систем, концентрируют в себе около половины общей величины технических потерь ЭЭ. Однако на фоне более масштабных задач электроэнергетической отрасли роль РЭС нередко недооцениваться, что может оказать влияние на социальные и экономические последствия в дальнейшем. Наряду с этим в качестве ключевой задачи реформирования правительство России

ставит повышение эффективности работы предприятий электроэнергетики в условиях обеспечения надёжности и бесперебойности электроснабжения добросовестных потребителей.

Высокая точность расчёта технических потерь обеспечивается учётом ряда составляющих относительной погрешности. С метрологических позиций предел допустимого значения относительной погрешности измерительного комплекса должен соответствовать значению, определяемому по формуле [11, 128]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_L^2 + \delta_C^2 + \delta_\theta^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{дсj}^2}, \quad (3.18)$$

где 1,1 – коэффициент, который учитывает особенность метрологической поверки приборов; $\delta_I, \delta_U, \delta_C$ – относительные погрешности трансформатора тока, трансформатора напряжения и счётчика; δ_L – потеря напряжения во вторичной цепи трансформатора напряжения; δ_θ – относительные угловые погрешности трансформатора тока, трансформатора напряжения; $\delta_{дс}$ – допустимая дополнительная погрешность счётчика от j -го влияющего фактора (например: отклонение температуры окружающего воздуха, напряжения, частоты, магнитного поля).

Значение допустимого небаланса, который отражает наибольшее допустимое значение потерь ЭЭ, определяется на основании допустимых погрешностей измерительных комплексов [31, 128], учитывающих отпуск и поступление ЭЭ на энергообъектах:

$$НБ_{доп} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^m \delta_{\Pi i}^2 \cdot d_{\Pi i}^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{Oj}^2 \cdot d_{Oj}^2}. \quad (3.19)$$

$\delta_{\Pi i}(\delta_{Oj})$ – суммарная относительная погрешность измерительного комплекса, учитывающего поступившую (отпущенную) в сеть ЭЭ; $d_{\Pi i}(d_{Oj})$ – доля ЭЭ, поступившей (отпущенной) в сеть через измерительный комплекс; m – число измерительных комплексов, учитывающих ЭЭ поступившую на шины электростанции; n – число измерительных комплексов, учитывающих отпущенную с шин ЭЭ.

С одной стороны, такие расчёты имеют достаточно высокую точность, но

с другой – учёт множества данных и всех составляющих погрешности δ в реальных условиях эксплуатации практически не представляется возможным. Поэтому при оценочных расчётах норматива необходимо базироваться на доступных, регистрируемых в РЭС и постоянно обновляемых данных отпуска ЭЭ.

В большинстве стран, в том числе и в России, суммарные коммерческие потери ЭЭ определяют по нижеприведенной формуле (3.20). При нормировании используют укрупнённую структуру потерь ЭЭ [6]. Сравнивая фактические (отчётные) потери с нормативными потерями ЭЭ в сетях можно определить сверхнормативные потери [129]. Фактические потери в сети за отчётный период (например, за месяц) $\Delta W_{отч}$ определяются разностью поступившей ЭЭ (отпуск ЭЭ) в сеть W от источников и оплаченной потребителями ЭЭ $W_{эн}$:

$$\Delta W_{отч} = W - W_{эн}. \quad (3.20)$$

При нормальном электропотреблении отчётные потери ЭЭ можно представить в следующем виде:

$$\Delta W_{отч} = \Delta W_{уп} + \Delta W_n + |W_{нб.метр}| = \Delta W_{техн} \pm \Delta W_{нб.метр}, \quad (3.21)$$

где; $\Delta W_{уп}$ – условно-постоянные потери ЭЭ не зависят от нагрузки; ΔW_n – нагрузочные (переменные) потери ЭЭ; $\Delta W_{техн}$ – технические потери ЭЭ в элементах сети; $\Delta W_{нб.метр}$ – метрологический небаланс.

Из выражений (3.20) и (3.21) следует, что

$$W_{нб} = W - W_{эн} - \Delta W_{техн}. \quad (3.22)$$

$W_{нб}$ – небаланс ЭЭ в сети. В ряде случаев небаланс ЭЭ в сети можно представить в виде двух составляющих. Первая составляющая $\Delta W_{нб.метр}$ обусловлена погрешностью измерений, а вторая – коммерческими потерями ЭЭ $\Delta W_{комм}$:

$$W_{нб} = |\Delta W_{нб.метр}| + \Delta W_{комм}. \quad (3.23)$$

Если возникновению метрологического небаланса $\Delta W_{нб.метр}$ способствуют

погрешности информационно-измерительных систем, то коммерческие потери обусловлены ошибками снятия, обработкой показаний счётчиков, а большая часть – безучётным электропотреблением (отпуском) или хищениями ЭЭ. При этом норматив потерь ЭЭ должен включать в себя техническую составляющую и потери из-за неточности измерительной системы и измерений. При определении этих величин необходимо учитывать соответствующую погрешность:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}} + \delta W \text{ или } \Delta W_{\text{норм}}^{\%} = \frac{\Delta W_{\text{техн}} + \delta W}{W} \cdot 100\%, \quad (3.24)$$

где $\Delta W_{\text{техн}}$ – фактическое значение технических потерь ЭЭ, определённое с учётом мероприятий по снижению потерь ЭЭ; δW – наибольшее допустимое положительное значение метрологического небаланса и допустимой величины коммерческих потерь; $\Delta W_{\text{норм}}^{\%}$ – значение норматива потерь ЭЭ, выраженное в процентах. Обе составляющие δW анализируются далее под термином коммерческие потери.

Величина норматива не постоянна и определяется минимизируемыми техническими потерями, качеством измерений с контролем электрических режимов и потоков ЭЭ за отчётный период. Для уменьшения убытков от отчётных потерь ЭЭ необходимо следовать долговременной программе снижения потерь. Значительное снижение потерь можно обеспечить за счёт уменьшения коммерческих потерь [38, 40, 42, 81]. Составляющая коммерческих потерь, обусловленная погрешностями приборов учёта ЭЭ, включает в себя: погрешность измерительного комплекса – трансформаторы тока и напряжения, счётчики при работе в нормативных условиях; отрицательная и положительная систематическая погрешность измерительного комплекса, которая обусловлена ненормальными рабочими условиями; систематическая отрицательная погрешность счётчиков с просроченными сроками поверки.

Зарубежный опыт показывает, что увеличение инвестиций для реализации организационных мер по снижению коммерческой составляющей потерь даёт большую прибыль, нежели использование традиционных методов снижения тех-

нических потерь с соответствующими капиталовложениями. Практика указывает на то, что работа энергетических предприятий, направленная на поиск новой стратегии снижения коммерческих потерь, является эффективным как в технических, так и экономических аспектах.

3.3.2. Основа методики нормирования и представление результатов

Как правило, для отдельных подстанций РЭС известна потреблённая ЭЭ. Наиболее доступны данные о составе схемы, параметрах элементов сети. Из-за недостатка режимной информации использовать метод непосредственного интегрирования не представляется возможным, поэтому, применяя определённый метод расчёта потерь, необходимо учитывать возможность получения достоверной информации и погрешность метода. Все эти факторы способствуют применению упрощённых практических методов расчёта потерь ЭЭ, которые по своей точности соответствуют точности и полноте данных РЭС, её информационной обеспеченности. В [31, 41, 79] рассматриваются различные методики определения величины нормативных потерь, приоритетность выбора той или иной методики расчёта технологического расхода ЭЭ.

Предлагаемая методика нормирования опирается на алгоритм расчёта технической составляющей потерь ЭЭ. Информация о многорежимности учитывается при помощи коэффициента формы (3.25) и эквивалентного напряжения центра питания (2.10):

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{d}}{\sqrt{W_{P\,omn}^2 + W_{Q\,omn}^2}} \left(W_{P\,omn} \cdot \sum_k \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_{P\,k\,i\,сут}^2}}{W_{k\,сут}^P} \cdot \frac{n_{сут\,k}}{n_{мес}} + W_{Q\,omn} \cdot \sum_k \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^d W_{Q\,k\,i\,сут}^2}}{W_{k\,сут}^Q} \cdot \frac{n_{сут\,k}}{n_{мес}} \right), \quad (3.25)$$

где $W_{P\,omn}$, $W_{Q\,omn}$ – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок фидера за месяц; d – число интервалов постоянства суточного графика нагрузки; $W_{k\,сут}^P$, $W_{k\,сут}^Q$ – отпуск активной и реактивной ЭЭ через головной участок фи-

дери за одни характерные сутки; $W_{Pki\text{сут}}$, $W_{Qki\text{сут}}$ – ЭЭ на i -м интервале осреднения суточного графика нагрузки; $k = \text{I, II, III}$ – номера характерных суток; $n_{\text{сут}k}$ – количество характерных суток в рассматриваемом месяце; $n_{\text{мес}}$ – количество суток в рассматриваемом месяце;

При практическом применении методики пользуются усреднённым значением коэффициента формы, определяемого по данным головного учёта [63]. При этом не учитываются индивидуальные особенности режимов электропотребления различных фрагментов распределительных сетей, что приводит к возникновению погрешности. Однако такое допущение на величину потерь влияет незначительно, так как наибольшая доля потерь (до 75–85%) приходится на головные участки РЭС, графики нагрузок которых более заполнены по отношению к нагрузкам узлов и соответственно характеризуются малой изменчивостью значения коэффициента формы.

3.3.3. Алгоритм вычисления норматива потерь электроэнергии

Для удобства и наглядности предложено [41] технические потери выражать через параметр – отпуск ЭЭ в сеть, который фиксируется в РЭС ежемесячно и отражается в официальной отчётности.

Далее приводится алгоритм расчёта нормативной составляющей потерь ЭЭ с учётом только одной составляющей условно-постоянных потерь – потерь холостого хода трансформирующих устройств, как составляющей, которая в некоторых режимах может быть сопоставима с величиной нагрузочных потерь.

Для инженерного расчёта нужно оценить интервал, в котором потери могут находиться с определённой достоверностью из-за неполноты располагаемой информации о схеме сети, нагрузках, пропуске ЭЭ, погрешности методик расчёта. Оценка интервала достоверности выполнена методом статистических испытаний [120, 123, 124]. Для статистически представительной выборки схем РЭС погрешность расчёта технических потерь ЭЭ, соответствующая уровню достоверности

0,95, для нагрузочных потерь δ_n и потерь холостого режима δ_x определяется [41]:

$$\delta = \frac{\Delta W_p - \Delta W_{эм}}{\Delta W_{эм}} \cdot 100\%, \quad (3.26)$$

где ΔW_p , $\Delta W_{эм}$ - расчётные и эталонные значения потерь ЭЭ в сети.

Эталонные значения потерь устанавливаются как результат расчёта потерь ЭЭ для исходной неэквивалентной схемы замещения сети и полной информации по режиму сети из $d = T / \Delta t$ почасовых (поинтервальных) расчётов установившихся режимов (2.74).

Определены значения $\delta_n = (6,0-9,0)\%$ и $\delta_x = (0,5-1,5)\%$, а также определена возможность распространения оценок δ_n и δ_x в целом на РЭС. Снижение методических ошибок расчётных методов можно обеспечить с помощью коэффициентов учёта влияния внутрисуточного хода температуры и электропотребления [31, 63, 77], корректирующих коэффициентов для систематической и случайной составляющих ошибок, динамических поправок в зависимости от загрузки и структуры сети [40, 42]. В итоге на основе сочетания детерминированного [64] и статистического [84, 85] алгоритмов можно снизить систематическую погрешность расчёта потерь δ_x до значений близких к нулевым [92, 114, 115].

Как средневзвешенная величина для средних значений δ_n , δ_x определяется относительная погрешность суммарных технических потерь:

$$\delta_{техн} = \frac{\delta_n \Delta W_{нагр} + \delta_x \Delta W_x}{\Delta W_{нагр} + \Delta W_x}. \quad (3.27)$$

Границы диапазона достоверности суммарных технических потерь ЭЭ от расчётной величины $\Delta W_{техн}^{расч}$ составят:

$$\Delta W_{техн}^{\min} = (1 - \delta_{техн}) \cdot \Delta W_{техн}^{расч}; \quad \Delta W_{техн}^{\max} = (1 + \delta_{техн}) \cdot \Delta W_{техн}^{расч}. \quad (3.28)$$

Значения $\delta_{техн}$ и границ доверительного интервала зависят от загрузки сети.

При изменении соотношения нагрузочных потерь и потерь холостого хода в диа-

пазоне $\Delta W_{\text{нагр}}^{\Sigma} / \Delta W_x^{\Sigma} = [1 \div 10]$ изменение относительной погрешности (3.26) и границ доверительного интервала (3.28) для среднего значения данных $\delta_n = 0,075$, $\delta_x = 0,010$ оценивается в пределах от 4,25 до 6,91 %. Значения в пределах данного интервала могут соответствовать фактическим потерям ЭЭ.

Метрологические потери ЭЭ определяют по данным метрологических характеристик и режимам работы приборов учёта [48, 49, 77]. Для РЭС сбор необходимой информации для нескольких сотен фидеров представляет достаточно трудоёмкую задачу. Согласно методике расчёта нормативов технологических потерь недоучёт ЭЭ, обусловленный погрешностями трансформаторов тока, учитывается в зависимости от их загрузки β_{TT} [31].

Для трансформаторов тока с номинальным током $I_{\text{ном}} < 1000$ А:

$$\beta_{TT} < 0,05, \quad \Delta_{TT} = (2,0 - 20 \beta_{TT}) \cdot K_{TT}; \quad (3.29)$$

$$0,05 < \beta_{TT} < 0,2, \quad \Delta_{TT} = (1,167 - 3,333 \beta_{TT}) \cdot K_{TT}; \quad (3.30)$$

$$\beta_{TT} > 0,2, \quad \Delta_{TT} = (0,625 - 0,625 \beta_{TT}) \cdot K_{TT}. \quad (3.31)$$

Для трансформаторов тока с номинальным током $I_{\text{ном}} > 1000$ А:

$$\Delta_{TT} = (0,5 - 0,5 \beta_{TT}) \cdot \frac{2000}{I_{\text{ном}}} K_{TT}, \quad (3.32)$$

где Δ_{TT} – погрешность трансформаторов тока; β_{TT} – отношение фактического тока присоединения к номинальному току трансформатора тока; K_{TT} – класс точности прибора.

Недоучёт ЭЭ, обусловленный погрешностями измерительных трансформаторов напряжения – Δ_{TH} принимается равным половине класса точности. Недоучёт ЭЭ, обусловленный погрешностями индукционного счётчика, определяется по следующей формуле:

$$\Delta_{сч} = -0,2 \cdot T_{\text{пов}} \cdot K_{сч}, \quad (3.33)$$

где $K_{сч}$ – класс точности счётчика; $T_{\text{пов}}$ – срок службы счётчика после послед-

ней поверки. Для электронного счётчика $\Delta_{сч} = 0$.

С другой стороны, расчёты допустимых значений метрологической погрешности учёта ЭЭ показали, что величина погрешности составляет от 0,3 до 0,5% отпуска ЭЭ в сеть [31, 95]. Приведенные формулы отражают минимальные значения недоучёта ЭЭ и учитывают не все типы систем учёта ЭЭ.

В общем случае введём в нижеприведенные формулы параметр μ погрешности учёта ЭЭ. Тогда для средних условий, приняв допустимую величину ЭЭ $\mu \cdot W$, оценим нормативно-допустимые пределы недоучёта потерь ЭЭ:

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\min} = \Delta W_{\text{техн}}^{\min} - \Delta W_{\text{нб.мет}} = (1 - \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} - \mu \cdot W; \quad (3.34)$$

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\max} = \Delta W_{\text{техн}}^{\max} + \Delta W_{\text{нб.мет}} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \mu \cdot W. \quad (3.35)$$

С учётом (3.28) и (3.35) расчётный допустимый недоучёт ЭЭ составит не более:

$$\delta W = \Delta W_{\text{норм}}^{\max} - \Delta W_{\text{техн}}^{\min} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \mu \cdot W - (1 - \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}, \text{ тогда}$$

$$\delta W = 2\delta_{\text{техн}} \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \mu \cdot W. \quad (3.36)$$

Доля технических потерь ЭЭ от поступившей в сеть составит:

$$\eta = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} / W. \quad (3.37)$$

Наибольшая допустимая величина недоучёта потерь ЭЭ – метрологический и расчётный небаланс с учётом (3.37) равен:

$$\delta W = \Delta W_{\text{норм}}^{\max} - \Delta W_{\text{техн}}^{\min} = (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.38)$$

В результате расчётный норматив отчётных потерь составит:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.39)$$

Получим значение норматива потерь, выраженное через переданную в сеть ЭЭ:

$$\Delta W_{\text{норм}} = (\eta + 2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.40)$$

Необходимо отметить, что нормативное значение потерь величина не постоянная и зависит в большей степени от одного фактора – отпуска ЭЭ в сеть и в меньшей мере от информационной обеспеченности. В нормальных условиях передачи ЭЭ для отчётных потерь в сети (3.20) должно выполняться условие:

$$\Delta W_{\text{отч}} \leq W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \delta W. \quad (3.41)$$

Если отчётные потери ЭЭ превышают расчётное значение норматива (3.41) $\Delta W_{отч} > \Delta W_{норм}$, то это указывает на наличие хищений. Если же $\Delta W_{отч} < \Delta W_{норм}^{min}$ – это указывает на несовершенство математической модели сети или намеренное занижение потерь.

На данный момент на основании директивных документов коммерческая составляющая не входит в состав норматива потерь. Тариф будет ниже, если включить в него часть коммерческих потерь, которую можно оценить через допустимый недоучёт потерь ЭЭ (3.38):

$$\delta W_* = \frac{\delta W}{W} \cdot 100\% = (2\eta \cdot \delta_{техн} + \mu) \cdot 100\%. \quad (3.42)$$

Поэтому в норматив необходимо включать определённую обоснованную часть коммерческих потерь, величина которых должна быть согласована федеральной энергетической комиссией для каждого предприятия электрических сетей [7–11].

Предложенный детерминированный алгоритм расчёта нормативного значения потерь ЭЭ реализован в программе REG10PVT (язык программирования FORTRAN) [64] и в программном модуле REG10PVT нового программно-вычислительного комплекса POTERI (см. главу 4) [119].

3.3.4. Пример вычисления нормативных потерь электроэнергии с выявлением очага безучётного электропотребления

Рассмотрим пример расчёта норматива потерь ЭЭ для фрагмента распределительной сети с учётом только потерь холостого хода трансформаторов (рисунок 3.5).

Неравномерность электропотребления учитывается графиками нагрузок трёх характерных суток июня: рабочие сутки с наибольшей нагрузкой (вторник, среда, четверг – 12 суток); рабочие сутки со сниженной нагрузкой (понедельник, пятница – 9 суток); выходные сутки (суббота, воскресенье – 9 суток).

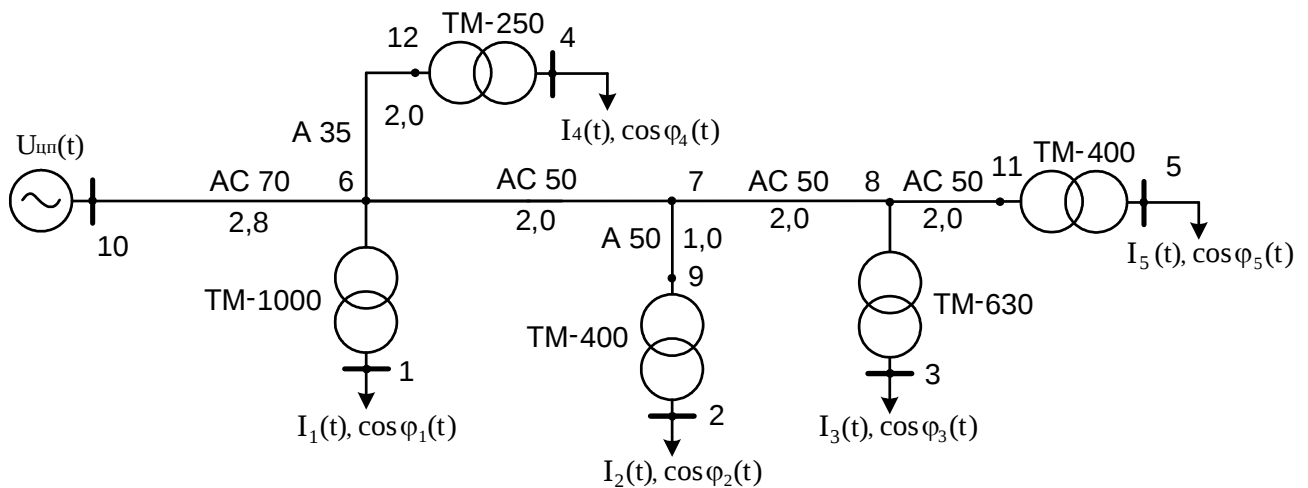


Рисунок 3.5. Фрагмент распределительной сети

Параметры трансформаторов и ЛЭП представлены в таблицах 3.8 и 3.9.

Таблица 3.8. Параметры трансформаторов для фрагмента сети

Участок сети	Тип трансформатора	$U_{ном}, кВ$		$R_T, Ом$	$X_T, Ом$	$G_T, мкСм$	$B_T, мкСм$
6 – 1	TM-1000/10	10	0,4	1,22	5,36	22,7	127
8 – 3	TM-630/10	10	0,4	1,91	8,73	15,0	114
9 – 2	TM-400/10	10	0,4	3,44	10,70	10,0	76,0
11 – 5	TM-400/10	10	0,4	3,44	10,70	10,0	76,0
12 – 4	TM-250/10	10	0,4	5,92	17,0	10,5	52,0

Таблица 3.9. Параметры линий электропередач для фрагмента сети

Участок сети	Марка провода ЛЭП	Длина, км	$R_{вл}, Ом$	$X_{вл}, Ом$
10 – 6	АС 70/11	2,8	1,29	0,955
6 – 12	А 35	2,0	1,84	0,732
6 – 7	АС 50/8	2,0	1,30	0,700
7 – 8	АС 50/8	2,0	1,30	0,700
7 – 9	А 50	1,0	0,64	0,355
8 – 11	АС 50/8	2,0	1,30	0,700

В пределах рассматриваемых характерных суток изменения нагрузок приняты постоянными. Изменение электропотребления рабочих и выходных суточных режимов моделируется с помощью отраслевых графиков [36, 117] (таблицы

3.10, 3.12, 3.14). Графики коэффициента мощности соответствующих нагрузок рабочих суток принимаются одинаковыми. Известны режимы напряжения центра питания рабочих, выходных суток и внутрисуточное изменение температуры воздуха (таблицы 3.11, 3.13, 3.15, 3.16). Источником исходной информации служат замеры, проведенные в данном фрагменте сети.

Таблица 3.10. Графики нагрузок для первых характерных суток – вторник, среда, четверг

Нагрузка 1 - ремонтно-механическая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_1, \text{ A}$	40,0	48,0	57,0	45,0
$I_{1\text{хитц}}, \text{ A}$	42,0	50,0	59,0	47,0
$\cos \varphi_1$	0,55	0,70	0,80	0,65
Нагрузка 2 - пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_2, \text{ A}$	12,0	23,0	18,5	15,0
$I_{2\text{хитц}}, \text{ A}$	12,5	24,0	19,5	16,0
$\cos \varphi_2$	0,95	0,85	0,90	0,95
Нагрузка 3 - деревообрабатывающая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_3, \text{ A}$	16,0	36,0	30,0	22,0
$I_{3\text{хитц}}, \text{ A}$	17,0	37,0	31,0	23,0
$\cos \varphi_3$	0,75	0,80	0,85	0,80
Нагрузка 4 - электроосвещение жилых домов				
Режим	1	2	3	4
$I_4, \text{ A}$	5,0	10,0	3,0	14,0
$I_{4\text{хитц}}, \text{ A}$	5,5	10,5	3,5	14,5
$\cos \varphi_4$	0,90	0,95	0,95	0,85
Нагрузка 5 - пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_5, \text{ A}$	10,5	22,5	17,0	15,0
$I_{5\text{хитц}}, \text{ A}$	11,0	23,0	17,5	15,5
$\cos \varphi_5$	0,85	0,75	0,70	0,90

Таблица 3.11. График напряжения центра питания

$U_{\text{цп}}^{\text{раб}}, \text{ кВ}$	10,7	10,8	10,8	10,7
--	------	------	------	------

Таблица 3.12. Графики нагрузок для вторых характерных суток – понедельник, пятница

Нагрузка 1 - ремонтно-механическая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_1, \text{ A}$	30,0	36,0	43,0	34,0
$I_{1\text{хипц}}, \text{ A}$	32,0	38,0	45,0	36,0
$\cos \varphi_1$	0,55	0,70	0,80	0,65
Нагрузка 2 - пищевая промышленность				
Режим	4	2	3	4
$I_2, \text{ A}$	9,0	18,0	13,5	11,0
$I_{2\text{хипц}}, \text{ A}$	9,5	18,5	14,0	11,5
$\cos \varphi_2$	0,95	0,85	0,90	0,95
Нагрузка 3 - деревообрабатывающая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_3, \text{ A}$	12,0	27,0	22,5	16,5
$I_{3\text{хипц}}, \text{ A}$	13,0	28,0	23,5	17,5
$\cos \varphi_3$	0,75	0,80	0,85	0,80
Нагрузка 4 - электроосвещение жилых домов				
Режим	1	2	3	4
$I_4, \text{ A}$	6,0	11,0	4,0	13,0
$I_{4\text{хипц}}, \text{ A}$	6,5	11,5	4,5	13,5
$\cos \varphi_4$	0,90	0,95	0,95	0,85
Нагрузка 5 - пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_5, \text{ A}$	7,5	16,5	12,0	10,5
$I_{5\text{хипц}}, \text{ A}$	8,0	17,0	12,5	11,0
$\cos \varphi_5$	0,85	0,75	0,70	0,90

Таблица 3.13. График напряжения центра питания

$U_{\text{цп}}^{\text{раб}}, \text{ кВ}$	10,6	10,7	10,7	10,7
--	------	------	------	------

Таблица 3.14. Графики нагрузок для третьих характерных суток – суббота, воскресенье

Нагрузка 1 - ремонтно-механическая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_1, \text{ A}$	12,0	14,5	17,0	13,5
$I_{1\text{хипц}}, \text{ A}$	14,0	16,5	19,0	15,5
$\cos \varphi_1$	0,50	0,60	0,70	0,60

Продолжение таблицы 3.14

Нагрузка 2 - пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_2, \text{ A}$	3,5	7,0	5,5	4,5
$I_{2\text{хитц}}, \text{ A}$	4,0	7,5	6,0	5,0
$\cos \varphi_2$	0,65	0,60	0,60	0,65
Нагрузка 3 - деревообрабатывающая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_3, \text{ A}$	4,5	10,5	9,0	6,5
$I_{3\text{хитц}}, \text{ A}$	5,5	11,5	10,0	7,5
$\cos \varphi_3$	0,55	0,50	0,45	0,50
Нагрузка 4 - электроосвещение жилых домов				
Режим	1	2	3	4
$I_4, \text{ A}$	3,0	6,0	3,5	16,0
$I_{4\text{хитц}}, \text{ A}$	3,5	6,5	4,0	16,5
$\cos \varphi_4$	0,80	0,85	0,80	0,85
Нагрузка 5 - пищевая промышленность				
Режим	1	2	3	4
$I_5, \text{ A}$	3,0	5,5	4,0	2,5
$I_{5\text{хитц}}, \text{ A}$	3,5	6,0	4,5	3,0
$\cos \varphi_5$	0,45	0,50	0,45	0,50

Таблица 3.15. График напряжения центра питания

$U_{\text{цп}}^{\text{блх}}, \text{ кВ}$	10,5	10,5	10,5	10,5
--	------	------	------	------

Таблица 3.16. График суточного изменения температуры

$t, ^\circ\text{C}$	12	17	22	15
---------------------	----	----	----	----

Примечание. При расчёте потерь ЭЭ и известном значении пропуска ЭЭ через головной участок фидера принимаем среднеарифметическое значение температуры $t=16,5 ^\circ\text{C}$ за июнь – 30 дней.

Для расчёта параметров месячного режима работы фрагмента сети использовалась программа REG10PVT [64, 125]. Эталонные значения норматива потерь для трёх характерных суток определяются методом непосредственного суммирования.

Потреблённая ЭЭ в узлах РЭС:

$$W_{\text{ЭП } k} = \sum_m \sum_{i=1}^d P_{mi} \Delta t_i ; \quad (3.43)$$

$$W_{\text{ЭП}} = \sum_k n_{\text{сум } k} W_{\text{ЭП } k} . \quad (3.44)$$

Потери ЭЭ в сети:

$$\Delta W_k = \sum_{i=1}^d \Delta P_i \cdot \Delta t_i ; \quad (3.45)$$

$$\Delta W_{\text{эм}} = \sum_k n_{\text{сум } k} \cdot \Delta W_k . \quad (3.46)$$

Отпуск ЭЭ в сеть:

$$W_{\text{омн } k} = \sum_{i=1}^d P_i^{\text{ГР}} \Delta t_i ; \quad (3.47)$$

$$W_{\text{омн}} = \sum_k n_{\text{сум } k} W_{\text{омн } k} , \quad (3.48)$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в распределительной сети; $n_{\text{сум } k}$ – количество характерных суток ($n_{\text{сум } k} = 12, 9, 9$); Δt – длительность интервала осреднения ($\Delta t = 6$ часов); d – количество интервалов осреднения графика нагрузки ($d = 4$); m – количество потребителей ($m = 5$); $k = \text{I}, \text{II}, \text{III}$ – номера характерных суток.

Предполагается, что получаемый результат не содержит погрешности математического моделирования, поэтому в рамках задачи при оценке точности модели его можно рассматривать в качестве эталонного, известного по результатам замеров. Моделирование несанкционированного электропотребления выполняется путём наложения графиков хищений на графики учтённого потребления ЭЭ. Предполагается, что наличие хищений ЭЭ не оказывает влияния на изменение коэффициента мощности в течение суток.

В таблице 3.17 представлены результаты расчёта эталонных потерь ЭЭ

и потерь ЭЭ (расчётных потерь), полученных в программе REG10PVT на основе известного отпуска ЭЭ через распределительную сеть. Программа REG10PVT выполняет расчёт нагрузочных потерь ЭЭ в электрической сети в целом по методу средних нагрузок [64].

Таблица 3.17. Результаты расчёта потерь ЭЭ в распределительной сети за месяц

Наименование	Нормальное электропотребление, «Эталон», кВт·ч	Нормальное электропотребление, «REG10PVT», кВт·ч	С безучётным электропотреблением, «Эталон», кВт·ч	С безучётным электропотреблением, «REG10PVT», кВт·ч
$W_{P\text{ отп}}$	861289	861289	910390	910390
$W_{Q\text{ отп}}$	721897	721897	762628	762628
$W_{P\text{ потр}}$	812815	814114	857682	858165
$W_{Q\text{ потр}}$	629201	—	603452	—
$\Delta W_{\text{ВЛ}}$	34225	34234	37570	38310
$\Delta W_{\text{ТР}}^{\text{нагр}}$	8984	8200	9230	9195
$\Delta W_{\text{ТР}}^{\text{хх}}$	5234	4740	4774	4718
$\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}$	48443	47174	51574	52223
$\Delta W_{\text{отч}}$	48474	47175	117166	52224

На основе данных таблицы 3.17 в соответствии с представленными выражениями определим норматив потерь ЭЭ в рассматриваемой сети. Приведём расчёт норматива потерь ЭЭ без хищения и без динамической поправки. В расчётах принимаем $\mu = 0,5 \%$.

Относительная погрешность суммарных технических потерь составит:

$$\delta_{\text{техн}} = \frac{0,075 \Delta W_{\text{н}} + 0,010 \Delta W_{\text{х}}}{\Delta W_{\text{н}} + \Delta W_{\text{х}}} = \frac{0,075 \cdot (34234 + 8200) + 0,010 \cdot 4740}{34234 + 8200 + 4740} = 0,0685.$$

Границы диапазона достоверности суммарных технических потерь:

$$\Delta W_{\text{техн}}^{\text{max}} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} = (1 + 0,0685) \cdot 47174 = 50404 \text{ кВт·ч};$$

$$\Delta W_{\text{техн}}^{\text{min}} = (1 - \delta_{\text{техн}}) \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} = (1 - 0,0685) \cdot 47174 = 43944 \text{ кВт·ч}.$$

Интервал, в котором могут находиться технические потери, составляет:

$$\Delta W_{техн} \in [43944, 50404].$$

Нормативно допустимые пределы потерь ЭЭ в сети с учётом метрологической погрешности:

$$\Delta W_{норм}^{\max} = \Delta W_{техн}^{\max} + 0,005W = 50404 + 0,005 \cdot 861289 = 54710 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{норм}^{\min} = \Delta W_{техн}^{\min} - 0,005W = 43944 - 0,005 \cdot 861289 = 39638 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

тогда
$$\Delta W_{норм} \in [39638, 54710].$$

Метрологический и расчётный небаланс равен:

$$\delta W = \Delta W_{норм}^{\max} - \Delta W_{техн}^{\min} = 54710 - 43944 = 10766 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Доля потерь от общего потока ЭЭ:

$$\eta = \frac{\Delta W_{техн}^{расч}}{W} \cdot 100\% = \frac{47174}{861289} \cdot 100\% = 5,48\%.$$

Норматив отчётных потерь ЭЭ составит:

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W = 47174 + 10766 = 57941 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{отч} = W - W_{опл} = 861289 - 814114 = 47175 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

В результате имеем $\Delta W_{отч} = 47175 < \Delta W_{норм} = 57941$, то есть соблюдается условие $\Delta W_{отч} \leq \Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W$. Это указывает на то, что безучётное электропотребление отсутствует.

Приведём расчёт норматива потерь ЭЭ с хищением и без учёта динамической поправки. Фактическое потребление ЭЭ с хищением возросло и составило 858165 кВт·ч. Соответственно отпуск ЭЭ возрос, возросли потери ЭЭ, а оплаченная ЭЭ потребителями осталась такой же, что и без хищения 814114 кВт·ч.

Относительная погрешность суммарных технических потерь составит:

$$\delta_{техн} = \frac{0,075 \Delta W_n + 0,010 \Delta W_x}{\Delta W_n + \Delta W_x} = \frac{0,075 \cdot (38310 + 9195) + 0,010 \cdot 4718}{38310 + 9195 + 4718} = 0,0691.$$

Границы диапазона достоверности суммарных технических потерь:

$$\Delta W_{техн}^{\max} = (1 + \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} = (1 + 0,0691) \cdot 52223 = 55834 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{техн}^{\min} = (1 - \delta_{техн}) \Delta W_{техн}^{расч} = (1 - 0,0691) \cdot 52223 = 48613 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Интервал, в котором могут находиться технические потери, составляет:

$$\Delta W_{техн} \in [48613, 55834].$$

Нормативно допустимые пределы потерь ЭЭ в сети с учётом метрологической погрешности:

$$\Delta W_{норм}^{\max} = \Delta W_{техн}^{\max} + 0,005W = 55834 + 0,005 \cdot 910390 = 60386 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{норм}^{\min} = \Delta W_{техн}^{\min} - 0,005W = 48613 - 0,005 \cdot 910390 = 44062 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

тогда
$$\Delta W_{норм} \in [44062, 60386].$$

Недоучёт потерь ЭЭ может быть определен:

$$\delta W = \Delta W_{норм}^{\max} - \Delta W_{техн}^{\min} = 60386 - 48613 = 11772 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Доля потерь от общего потока ЭЭ:

$$\eta = \frac{\Delta W_{техн}^{расч}}{W} \cdot 100\% = \frac{52223}{910390} \cdot 100\% = 5,74\%.$$

Норматив отчётных потерь ЭЭ составит:

$$\Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W = 52223 + 11772 = 63995 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Условие $\Delta W_{отч} \leq \Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W$ не выполняется.

$$\Delta W_{отч} = W - W_{оплач} = 910390 - 814114 = 96276 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Имеем превышение отчётной величины потерь над расчётным нормативом:

$\Delta W_{отч} = 96276 > \Delta W_{норм} = 63995$. Это указывает на наличие безучётного потребления ЭЭ в данном фрагменте сети.

С учётом влияния загрузки сети ξ (3.2) и структуры схемы k_z (1.2) на оценку нагрузочных составляющих потерь ЭЭ в линиях и трансформаторах введём поправку в погрешность расчёта нагрузочных потерь ЭЭ [42, 63].

В нашем случае $k_z = 0,159 > 0,05$, для расчёта используем полиномы (1.3) и (1.4). При этом получим следующие значения:

- Без хищения ЭЭ $\xi = 58,2\%$, $\delta_{вЛ} = -4,077$, $\delta_{тр}^{нагр} = -3,693$;

- С хищением ЭЭ $\xi = 61,5 \%$, $\delta_{ВЛ} = -4,467$, $\delta_{ТР}^{нагр} = -3,797$.

Уточнённые значения расчётных нагрузочных потерь приведены в таблице 3.18.

Таблица 3.18. Нагрузочные потери ЭЭ с учётом динамической поправки

Нагрузочные потери, кВт·ч	Без хищения и без поправки	Без хищения с поправкой	С хищением и без поправки	С хищением и с поправкой
$\Delta W_{ВЛ}$	34234	32838	38310	36598
$\Delta W_{ТР}^{нагр}$	8200	7897	9195	8845

Таким образом, учёт влияния структуры схемы наряду с загрузкой сети даёт более узкий интервал погрешности расчёта нагрузочных составляющих потерь ЭЭ в линиях $\Delta W_{ВЛ}$ и трансформаторах $\Delta W_{ТР}^{нагр}$, а следовательно уточняет оценку коммерческой составляющей потерь ЭЭ.

В итоге отметим, что предложенная методика определения норматива потерь с различным уровнем информационной обеспеченности в распределительных сетях эффективна при оценке потерь ЭЭ и выявлении очагов безучётного электропотребления.

Данный алгоритм позволяет рассчитывать норматив потерь через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск ЭЭ в сеть с приемлемой для практических и инженерных расчётов точностью.

3.3.5. Усовершенствованный алгоритм определения нормативной величины потерь электроэнергии

В настоящее время потери ЭЭ в сетях электроснабжающих организаций являются одной из ключевых слагаемых, которые определяют значение тарифа на ЭЭ. Международные эксперты считают, что потери ЭЭ приемлемы, если они составляют не более (4–6)%, а уровень потерь в (10–12)% считается максимально допустимым [45, 47]. Поэтому не менее важным является также учёт потерь от токов утечки по гирляндам изоляторов в сетях различного класса напряжения

и в изоляции кабелей. Поскольку расчёту подвергаются даже самые малые составляющие потерь в трансформаторах, счётчиках, ВЧ связи, кабельных линиях, опускать такие потери недопустимо. С увеличением загрязнённости атмосферы число изоляторов в гирлянде возрастает. Например, для ЛЭП класса 6–35 кВ в районе с 7-м уровнем загрязнённости число изоляторов возрастает в 2 раза по сравнению с первым уровнем. Так для одного из АО–энерго России годовые потери [45] из-за токов утечки для 2-го уровня загрязнённости составляют в долях:

- для сетей 6–10 кВ: 17,6 млн. кВт·ч с долей потерь 17,6 %;
- для сетей 35 кВ: 4,2 млн. кВт·ч с долей потерь 8,0 %.

На базе выражений, приведённых в параграфе 3.3.3 [41], построен и структурно приведён уточнённый алгоритм расчёта и оценки нормативных значений потерь ЭЭ в РЭС с учётом только одной составляющей условно-постоянных потерь – потерь холостого хода трансформирующих устройств (рисунок 3.6) [11, 20, 21]. В основу данной методики положен комбинированный принцип расчёта технической составляющей потерь ЭЭ на базе оптимального весового соотношения детерминированного и стохастического способов (см. параграф 2.7) [89, 114, 115, 116, 130, 131].

Приведём выражение для определения средневзвешенной величины относительной погрешности суммарных технических потерь ЭЭ в следующем виде:

$$\delta_{техн} = \delta_{техн}^{срвз} = \frac{\delta_n \Delta W_{нагр} + \delta_x \Delta W_x}{\Delta W_{нагр} + \Delta W_x} = \frac{\Delta W_{нагр} \left(\delta_n + \frac{\delta_x}{k} \right)}{\Delta W_{нагр} \left(1 + \frac{1}{k} \right)} = \frac{\left(\delta_n + \frac{\delta_x}{k} \right)}{\left(1 + \frac{1}{k} \right)}, \quad (3.49)$$

$$\text{где } k = \Delta W_{нагр} / \Delta W_x = [1 \div 10], \text{ тогда } \delta_{техн} = \frac{k\delta_n + \delta_x}{k+1}, \quad \Delta W_x \neq 0. \quad (3.50)$$

Значение средневзвешенной величины относительной погрешности технических потерь определяется по фактическому соотношению нагрузочных потерь ЭЭ и потерь холостого хода, рассчитанных детерминированным или вероятностно-статистическим способом.

Приведём алгоритм расчёта нормативной величины потерь ЭЭ с учётом потерь от токов утечки.

В нормальном электропотреблении отчётные потери ЭЭ представим в следующем виде:

$$\begin{aligned}\Delta W_{отч} &= \Delta W_{yn} + \Delta W_n + |W_{нб.метр}| = \Delta W'_{yn} + \Delta W_x + \Delta W_n \pm W_{нб.метр} \\ &= \Delta W'_{yn} + \Delta W'_{техн} \pm W_{нб.метр} = \Delta W'_{техн} \pm \Delta W_{нб.метр}.\end{aligned}\quad (3.51)$$

ΔW_{yn} – условно-постоянные потери ЭЭ; ΔW_n – нагрузочные (переменные) потери ЭЭ; $\Delta W_{техн}$ – технические потери ЭЭ в элементах сети; $\Delta W_{нб.метр}$ – метрологический небаланс.

В выражении (3.51) из условно-постоянных потерь ЭЭ отдельно выделены потери холостого хода трансформаторов (автотрансформаторов), которые совместно с нагрузочными потерями объединены обозначением расчётных технических потерь со штрихом $(\Delta W_x + \Delta W_n) = \Delta W'_{техн}$.

Параметр условно-постоянных потерь ЭЭ $\Delta W'_{yn}$, не зависящих от нагрузки, включает в себя следующие составляющие: потери на корону для линий 110 кВ и выше; потери в шунтирующих реакторах, статических тиристорных и синхронных компенсаторах, батареях конденсаторов; потери в вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжений; потери в устройствах присоединений высокочастотной связи; потери в изоляции кабелей; потери от токов утечки по изоляторам ЛЭП; расход ЭЭ на собственные нужды и др. [11].

Применительно к сетям 6–35 кВ, следует отметить, что характерными условно-постоянными потерями ЭЭ являются преимущественно потери холостого хода трансформаторов (автотрансформаторов), а также потери в изоляции кабелей и потери от токов утечки по изоляторам ЛЭП. При этом норматив потерь ЭЭ будет включать в себя техническую составляющую (нагрузочные и условно-постоянные потери) и потери из-за неточности измерительной системы и измерений. Тогда:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \delta W \text{ или } \Delta W_{\text{норм}}^{\%} = \frac{\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \delta W}{W} \cdot 100\%, \quad (3.52)$$

где $\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}$ – фактическое значение технических потерь ЭЭ, определённое с учётом мероприятий по снижению потерь ЭЭ; δW – наибольшее допустимое положительное значение метрологического небаланса и допустимой величины коммерческих потерь; $\Delta W_{\text{норм}}^{\%}$ – значение норматива потерь ЭЭ в %.

Далее в алгоритмических выражениях принимаем в качестве $\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}$ расчётную величину, определённую комбинированным способом (см. параграф 2.7) на основе весового сочетания детерминированного (программный модуль REG10PVT) и вероятностно-статистического (программный модуль SETI) методов (см. главу 4)

$$\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} = (\Delta W_{\text{дет}} \cdot \eta + \Delta W_{\text{вс}} \cdot \alpha). \quad (3.53)$$

Границы диапазона достоверности технических потерь ЭЭ от расчётной величины $\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}$ определим с учётом условно-постоянных потерь составят:

$$\Delta W_{\text{техн}}^{\min} = (1 - \delta_{\text{техн}}) \cdot \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}}; \quad \Delta W_{\text{техн}}^{\max} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \cdot \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}}. \quad (3.54)$$

Значение средневзвешенной величины относительной погрешности технических потерь $\delta_{\text{техн}}$ определяется по (3.50).

Тогда с учётом параметра μ погрешности учёта ЭЭ (0,3–0,5%) для средних условий, приняв допустимую величину ЭЭ $\mu \cdot W$, нормативно-допустимые пределы недоучёта потерь ЭЭ запишутся в виде:

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\min} = \Delta W_{\text{техн}}^{\min} - \Delta W_{\text{нб.мет}} = (1 - \delta_{\text{техн}}) \cdot \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}} - \mu \cdot W; \quad (3.55)$$

$$\Delta W_{\text{норм}}^{\max} = \Delta W_{\text{техн}}^{\max} + \Delta W_{\text{нб.мет}} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \cdot \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}} + \mu \cdot W. \quad (3.56)$$

Расчётный допустимый недоучёт ЭЭ составит не более:

$$\delta W = \Delta W_{\text{норм}}^{\max} - \Delta W_{\text{техн}}^{\min} = (1 + \delta_{\text{техн}}) \cdot \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}} + \mu \cdot W -$$

или

$$- ((1 - \delta_{\text{техн}}) \cdot \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}})$$

$$\delta W = 2\delta_{\text{техн}} \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \mu \cdot W. \quad (3.57)$$

Наибольшая допустимая величина недоучёта потерь ЭЭ – метрологический и расчётный небаланс с учётом (3.36) равен:

$$\delta W = \Delta W_{\text{норм}}^{\max} - \Delta W_{\text{техн}}^{\min} = (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.58)$$

Заметим, что выражение для вычисления наибольшей допустимой величины недоучёта потерь ЭЭ получается тождественным с выражением, полученным без учёта токов утечки (см. параграф 3.3.3).

В итоге расчётный норматив потерь ЭЭ для сетей 6–35 кВ определяется по сжатому выражению:

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}} + (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.59)$$

$$\Delta W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.60)$$

В результате получили значение норматива потерь, выраженное через величину суммарных расчётных потерь ЭЭ и отпуск в ЭЭ в сеть. Приведём выражение (3.59) к виду, где значение норматива потерь ЭЭ определяется через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск ЭЭ в сеть W и расчётные переменные коэффициенты:

$$\Delta W_{\text{норм}} = (\eta W + \Delta W_{\text{ун}}^{\text{расч}}) + (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W = \psi + (2\eta \cdot \delta_{\text{техн}} + \mu) \cdot W. \quad (3.61)$$

В нормальных условиях передачи ЭЭ должно выполняться условие:

$$\Delta W_{\text{отч}} \leq W_{\text{норм}} = \Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}} + \delta W. \quad (3.62)$$

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

На рисунке 3.6 приведена структурная схема алгоритма определения нормативной величины потерь ЭЭ на базе комбинированного подхода с учётом потерь от токов утечки.

В представленном алгоритме учёт таких условно-постоянных потерь ЭЭ как потери в изоляции силовых кабелей производится в зависимости от номинального напряжения, площади сечения и протяжённости кабелей и определяется в соответствии с табличными данными при отсутствии сведений от заводоизготовителей оборудования [11].

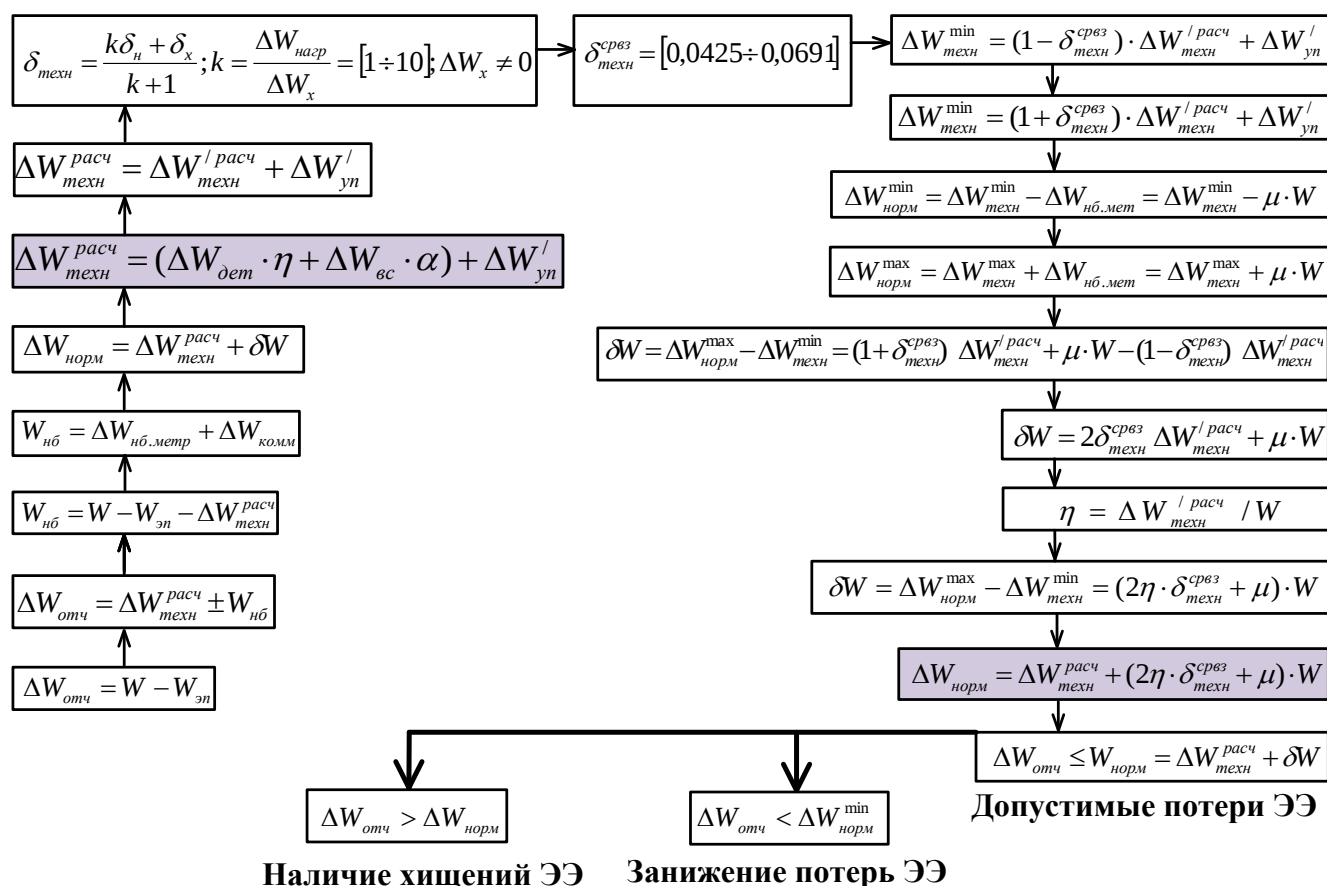


Рисунок 3.6. Структурная схема уточнённого алгоритма определения нормативных значений потерь ЭЭ на базе комбинированного подхода с учётом потерь от токов утечки

Таким образом, 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.

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 $\Delta W_{\text{техн}}^{\text{расч}}$ через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск ЭЭ W .

Пример использования данного алгоритма представлен в главе 4.

3.4. Основные результаты и выводы

1. Получены экспериментальные зависимости относительного роста потерь ЭЭ в распределительных сетях с ремонтным режимом электроснабжения при заданной загрузке. Экспериментальные зависимости характеризуется линейной зависимостью от длительности ремонтного состояния, возрастают с увеличением загрузки, не зависят от состава и конфигурации (разветвлённости) схемы сети.

2. Получена аналитическая зависимость вида (3.7), которая приемлема для нетрудоёмкой практической оценки роста потерь ЭЭ в распределительных электрических сетях 6–35 кВ в ремонтных режимах электроснабжения и справедлива для различных нагрузок сети.

3. Рекомендуется ежемесячные расчёты потерь ЭЭ для ремонтных схем выполнять для исходных оптимально секционированных распределительных сетей с корректировкой потерь ЭЭ по формуле (3.11) в сторону увеличения в зависимости от загрузки и длительности ремонтного состояния сети.

4. Использование аналитической зависимости вида (3.11) в ремонтных схемах позволит облегчить учёт расхода ЭЭ на собственные и хозяйственные нужды в электрических сетях, а оценка сверхнормативных технических потерь ЭЭ в РЭС ремонтных режимах электроснабжения позволит выполнять стоимостную оценку дополнительных издержек в эксплуатационных расходах сетевых компаний и планировать ремонтные работы в распределительных сетях на период минимальных нагрузок.

5. Предложена усовершенствованная методика определения норматива потерь ЭЭ, которая эффективна при выявлении очагов безучётного электропотреб-

ления, и позволяет рассчитывать норматив (3.61) через фиксируемый в официальной отчётности параметр – отпуск ЭЭ в сеть.

6. Сформированный усовершенствованный алгоритм позволяет с высокой точностью и заданной достоверностью определять величину норматива потерь ЭЭ и допустимых границ за счёт применения комбинированного подхода в расчёте потерь ЭЭ, компенсируя недостатки детерминированного и стохастического методов. Алгоритм позволяет устанавливать коммерческую составляющую и норматив потерь ЭЭ с точностью, зависящей только от качества учёта отпуска электроэнергии.

4. ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ДЕТЕРМИНИРОВАННОГО, СТОХАСТИЧЕСКОГО И КОМБИНИРОВАННОГО МЕТОДОВ РАСЧЁТА И АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. Математическая модель и метод решения, реализованный в программном комплексе POTERİ

Системы передачи и распределения ЭЭ, а также РЭС являются самыми разветвлёнными и могут иметь сотни нагрузочных узлов и ЛЭП, поэтому расчёт параметров режима таких сетей выполняется, как правило, с помощью программно-вычислительных комплексов на ЭВМ.

Представленные ниже алгоритмы расчёта интегральных характеристик, в частности, потерь ЭЭ детерминированным или стохастическим методами опираются на алгоритмы расчёта установившихся (стационарных) режимов [132, 133]. Трудami многих отечественных и зарубежных исследователей данная задача достаточно подробно изучена и доведена до высокого уровня теоретической базы и практической реализации. Однако, создание новой или усовершенствованной математической базы и практического инструмента решения, сформированных с диссертационной работе, задач эффективного функционирования РЭС основано на индивидуальных навыках диссертанта, а также на теоретическом и практическом заделе научного руководителя.

Широкое распространение получил итерационный способ (метод Ньютона 1-го порядка) или метод последовательных приближений (итераций), при котором искомые величины определяются в результате повторяющейся вычислительной процедуры [36, 134]. На первом приближении осуществляется переход от начальных параметров к более точным значениям искомых величин, которые уточняются при последующих итерациях. Вычислительная процедура завершается при достижении заданной точности вычислений.

Рассмотрим модификацию метода Ньютона, который практически использован в алгоритме расчёта установившихся режимов в комплексе POTERİ (про-

граммный модуль SETI). Для расчёта используются УУН, записанные в форме баланса токов:

$$\dot{\omega}_{i_k}(\dot{U}) = \Delta \dot{I}_k = \underline{Y}_{kk} \dot{U}_k - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^n \underline{Y}_{km} \dot{U}_m - \underline{Y}_{kbase} U_{base} + \frac{S_k^*}{U_k} = 0, \quad k = \overline{1, n}. \quad (4.1)$$

Перепишем в матричной форме уравнение вида (4.1):

$$Y \cdot \dot{U} + [Y_{kbase} \cdot U_{base}] = \frac{S^*}{U}. \quad (4.2)$$

В выражении (4.2) $Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$ – матрица собственных и взаимных

проводимостей узлов; $\dot{U}, U^*$ – вектор-столбцы комплексных и сопряженных зна-

чений напряжений в узлах; $\frac{S^*}{U}$ – вектор-столбец узловых токов, определяемых че-

рез сопряженные комплексы мощности и напряжения в узлах; $[Y_{i\bar{o}}]$ – взаимная проводимость базисного узла.

С учётом вещественной и мнимой составляющих приведём уравнение (4.2) к $2n$ -мерной системе нелинейных уравнений:

$$\begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U^a \\ U^r \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} G^{base} \\ B_{base} \end{bmatrix} \cdot U^{base} = \begin{bmatrix} \text{Re} \frac{S^*}{U} \\ U^* \\ \text{Im} \frac{S^*}{U} \\ U \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

Данная система уравнений (4.2) решается методом Ньютона, путём последовательной замены на каждой итерации нелинейной системы уравнений (4.3) линейной и решением последней.

После разложения в ряд Тейлора системы уравнений (4.1) в окрестности некоторого начального приближения вектора $\bar{U}_0 = \{\bar{U}_0^a, \bar{U}_0^r\}$, получим систему ли-

нейных уравнений:

$$[J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta U^a \\ \Delta U^r \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \Delta I_0^a \\ \Delta I_0^r \end{bmatrix}, \quad (4.4)$$

где $\begin{bmatrix} \Delta I_0^a \\ \Delta I_0^r \end{bmatrix}$ – вектор начальных невязок системы, который определяется подстановкой начальных приближений напряжения U_0 в систему уравнений (4.3).

Перепишем матрицу Якоби:

$$[J] = \left[\frac{\partial W_k}{\partial U} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_1}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_1}{\partial U_2} \cdots & \frac{\partial \omega_1}{\partial U_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial \omega_n}{\partial U_1} & \frac{\partial \omega_n}{\partial U_2} & \frac{\partial \omega_n}{\partial U_n} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

для УУН в форме баланса токов. Эта матрица блочно симметрична, а ее недиагональные элементы равны соответствующим элементам матрицы проводимостей:

$$[J] = \begin{bmatrix} \begin{matrix} * \\ (-g_{11} + \operatorname{Re} \frac{S_1}{U_1}) \cdots g_{1n} \end{matrix} & \begin{matrix} * \\ (-b_{11} + \operatorname{Im} \frac{S_1}{U_1}) \cdots b_{1n} \end{matrix} \\ \cdots & \cdots \\ \begin{matrix} * \\ g_{n1} \cdots (-g_{nn} + \operatorname{Re} \frac{S_n}{U_n}) \end{matrix} & \begin{matrix} * \\ b_{n1} \cdots (-b_{nn} + \operatorname{Im} \frac{S_n}{U_n}) \end{matrix} \\ \cdots & \cdots \\ \begin{matrix} * \\ (b_{11} + \operatorname{Im} \frac{S_1}{U_1}) \cdots -b_{1n} \end{matrix} & \begin{matrix} * \\ (-g_{11} - \operatorname{Re} \frac{S_1}{U_1}) \cdots g_{1n} \end{matrix} \\ \cdots & \cdots \\ \begin{matrix} * \\ -b_{n1} \cdots (b_{nn} + \operatorname{Im} \frac{S_n}{U_n}) \end{matrix} & \begin{matrix} * \\ g_{n1} \cdots (-g_{nn} - \operatorname{Re} \frac{S_n}{U_n}) \end{matrix} \end{bmatrix}. \quad (4.6)$$

При каждом приближении в матрице Якоби изменяются только диагональные элементы и на каждом шаге коррекции подлежат лишь диагональные элемен-

ты на величины $\pm \operatorname{Re} \left(\frac{S_n}{U_n} \right)$ и $\pm \operatorname{Im} \left(\frac{S_n}{U_n} \right)$.

Для решения системы линейных уравнений (4.4) используется некоторая особенность. Матрицу Якоби необходимо записать в виде суммы матриц прово-

димостей и некоторой поправки:

$$[J] = \begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_2 & -H_1 \end{bmatrix}, \quad (4.7)$$

где H_1, H_2 – диагональные матрицы добавок к собственным проводимостям узлов.

$$H_1 = \begin{bmatrix} \operatorname{Re} \frac{S_1^*}{U_1^2} & & \\ & \ddots & \\ & & \operatorname{Re} \frac{S_1^*}{U_1^2} \end{bmatrix}; \quad H_2 = \begin{bmatrix} \operatorname{Im} \frac{S_1^*}{U_1^2} & & \\ & \ddots & \\ & & \operatorname{Im} \frac{S_1^*}{U_1^2} \end{bmatrix}. \quad (4.8)$$

Таким образом, точное решение системы уравнений (4.4) заменяется приближенным решением. При этом матрицу Якоби необходимо разложить в степенной ряд [36, 132]. Тогда приближенное решение уравнений будет иметь вид:

$$\begin{bmatrix} \Delta U^a \\ \Delta U^r \end{bmatrix} = \left[\begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_2 & -H_1 \end{bmatrix} \right]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta I^a \\ \Delta I^r \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

или

$$\begin{bmatrix} \Delta U^a \\ \Delta U^r \end{bmatrix} \approx \begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix}^{-1} \cdot \left[E - \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_2 & -H_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} G & -B \\ B & G \end{bmatrix}^{-1} \right] \cdot \begin{bmatrix} \Delta I^a \\ \Delta I^r \end{bmatrix}, \quad (4.10)$$

где E – единичная матрица.

Соотношение вида (4.9) с постоянной матрицей Y проводимостей позволяет упростить каждое решение системы линеаризованных уравнений вида (4.4) фактически к двум решениям линейных систем.

Представленная методика имеет преимущества перед непосредственным решением системы (4.4) с достаточно хорошим приближением к ее точному решению.

Для полного использования преимуществ метода для решения системы линейных уравнений используют разложение матрицы проводимостей Y на треугольные сомножители (метод оптимально упорядоченного исключения Гаусса).

Причём каждое решение системы линейных уравнений сводится к двум решениям систем с верхней и нижней треугольными матрицами [133].

При триангуляции в данном методе используется слабая степень заполненности матрицы проводимостей Y , которая записывается в виде связанных списков [135, 136].

На каждом (k -м) шаге уточняются значения переменных:

$$\begin{aligned} U_m^{a(k)} &= U_m^{a(k-1)} + \Delta U_m^{a(k)}; \\ U_m^{r(k)} &= U_m^{r(k-1)} + \Delta U_m^{r(k)}. \end{aligned} \quad m = \overline{1, n}. \quad (4.11)$$

С учётом (4.11) определяются модули и фазы напряжений:

$$\begin{aligned} U_m &= \sqrt{(U_m^a)^2 + (U_m^r)^2}; \\ \delta_m &= \arctg \frac{U_m^r}{U_m^a}. \end{aligned} \quad m = \overline{1, n}. \quad (4.12)$$

Условием окончания процесса приближения является:

$$|\Delta I_m^{(k)}| \leq \omega \cdot |I_m^{(k)}|, \quad m = \overline{1, n}, \quad (4.13)$$

где I_m , ΔI_m – ток и невязка тока в узле m .

При малых значениях невязки $\omega = (0,005–0,010)$ небалансы активной и реактивной мощности в узлах равны:

$$\begin{aligned} P_{небк} &= \left| \sum_{m=1}^n P_{km} - P_k \right|; \\ Q_{небк} &= \left| \sum_{m=1}^n Q_{km} - Q_k \right|. \end{aligned} \quad m = \overline{1, n}, \quad (4.14)$$

и, как правило, не превышают сотых долей МВт, Мвар.

Через вычисленные значения напряжений в узлах $\dot{U}_m = U_m^a + jU_m^r$, $m = \overline{1, \dots, n}$, определяются токи, потоки мощности в ветвях, потери мощности в ветвях, емкостная генерация линий и другие параметры режима [36].

Применительно к УУН баланса токов и баланса мощностей рассмотрен упрощенный способ реализации метода Ньютона, который использует вместо точной матрицы Якоби её приближённое представление. Это позволяет снизить тру-

доёмкость решения систем уравнений при достаточно быстрой и надёжной сходимости.

4.2. Характеристика и структура многофункционального программного комплекса POTERI расчёта и анализа потерь электрической энергии

Для создания программного комплекса POTERI в первую очередь по исходным текстам была выполнена сборка и отладка отдельных программ REG10PVT и SETI, написанных на языке программирования Fortran, который длительное время использовался для научных и инженерных вычислений. Большинство библиотек FORTRAN являются доступными в исходных кодах, они хорошо документированы, отлажены и весьма эффективны в практическом использовании. Поэтому изменять, а тем более переписывать их на других современных языках программирования задача достаточно трудоёмкая и требует значительных временных ресурсов. На фоне быстрого обновления технологий, средств редактирования, операционных систем разработчики не всегда учитывают совместимость новых технологий с программными продуктами, созданными ранее при имеющемся уровне развития техники и технологий. В связи с этим становится актуальной проблема адаптации ранее апробированных и успешно прошедших расчётные испытания программных продуктов к современным средствам программного обеспечения. Тем не менее, автором диссертационной работы была произведена попытка конвертирования кодов FORTRAN на современный язык программирования DILPHI и создания нового удобного интерфейса.

Таким образом, создан и проходит опытные расчётные испытания обобщённый программный продукт, в основу которого положены апробированные в предыдущих разработках алгоритмы детерминированного и статистического учёта многорежимности в РЭС [87, 119, 137].

4.2.1. Общая характеристика программного комплекса POTERI

Первая версия программы POTERI (версия 2.1 от 15 июля 2017 года) объединяет два программных модуля REG10PVT и SETI, реализующих соответственно детерминированный и вероятностно-статистический методы расчёта потерь ЭЭ. Детерминированный подход основывается на средних нагрузках, отыскиваемых по данным системы головного учёта, с моделированием среднеквадратичного тока [64, 83] Основу вероятностно-статистического метода составляет факторная модель электрических нагрузок и соответствующий стохастический учёт многорежимности [107, 108, 109].

В программном комплексе POTERI выполнен учёт ряда схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов: внутриинтервального изменения электропотребления и температуры воздуха, структуры схемы РЭС, скорости ветровой нагрузки, температуры проводов и жил кабелей [42, 63–65, 80–82]. Наряду с детерминированной реализована статистическая методология сжатого нетрудоёмкого моделирования и учёта многорежимности систем распределения ЭЭ и отраслевого электроснабжения. Основу такой методологии составляет факторное моделирование МКМ с получением обобщённых графиков электрических нагрузок (ОГН), ограниченный набор которых, позволяет не трудоёмко, приемлемо точно и надёжно решать задачи расчёта и нормирования потерь ЭЭ, а также определять интегральные характеристики (интервалы и диаграммы, графики напряжений в узлах сети и реактивной мощности источников), поддерживающие решения ряда технических задач анализа режимов и управления ими [1, 29, 109].

В целом, заложенные в программный комплекс POTERI математические модели и методы базируются на использовании информации в детерминированном и вероятностно-статистическом видах, что позволяет получать расчётные результаты с точностью, соответствующей качеству данных и с требуемой общетехнической надёжностью (достоверностью).

Опыт эксплуатации предыдущих более ранних версий отдельных программ

REG10PVT и SETI подтверждает правильность заложенных в программный комплекс POTERI алгоритмических принципов, её высокую функциональность и работоспособность, а также приемлемую форму представления результатов. Данные программы, имеющие многолетнюю практическую апробацию, являются основой создания программно-вычислительного аппарата системного (отраслевого) уровня.

Следующая версия (версия 2.2 от 21 ноября 2018 года) программного комплекса POTERI реализует три программных модуля: REG10PVT, SETI, VES. Программный модуль VES реализует одно из направлений комбинированного подхода, основанного на использовании результатов расчёта потерь ЭЭ и их средневзвешенного значения для расчёта норматива потерь ЭЭ [89]. В версии 2.3 от 23 января 2019 года дополнительно реализован программный модуль RES, который структурно входит в состав модуля REG10PVT и реализует детерминированный алгоритм расчёта УР и потерь ЭЭ по всей сети 6–35 кВ [138].

Приведём расшифровку аббревиатуры в полном названии программного комплекса «POTERI V1.1: SETI, REG10PVT»:

POTERI – общее, а также сокращённое название программного комплекса; V – указание на программный модуль VES, реализующий комбинированный подход к расчёту потерь электроэнергии на основе весового сочетания методов; 1.1: две единицы указывают на возможность комбинирования стохастического (первая цифра) и детерминированного (вторая цифра) методов расчёта потерь электроэнергии; SETI – название программного модуля, реализующего стохастический метод расчёта потерь электроэнергии; REG10PVT – название программного модуля, реализующего детерминированный метод расчёта потерь электроэнергии. В обозначении версии 2.3 первая цифра – переход с языка программирования FORTRAN на язык программирования DELPHI, а вторая цифра – номер модификации программного комплекса на языке программирования DELPHI.



Рисунок 4.1. Основное окно интерфейса программного комплекса POTERI
(версия 2.3)

Программный комплекс «POTERI V1.1: SETI, REG10PVT» имеет государственную регистрацию в реестре программ для ЭВМ в ФИПС от 17 октября 2017_№2017661621 (приложении К) и внедрена в опытную эксплуатацию ПАО «МРСК Сибири»–«Хакасэнерго» Саяногорский РЭС и муниципальное унитарное предприятие «Абаканские электрические сети». Акты внедрения представлены в приложении Л.

4.2.2. Структура и алгоритм работы программного модуля SETI

В программном модуле SETI возможно выполнение трёх видов расчётов, выбор которых определяется целью расчёта и имеющийся исходной информацией: расчёт установившихся режимов – узловые нагрузки в мощностях P , Q ; расчёт потерь ЭЭ и интегральных характеристик при задании нагрузок средними значениями P , Q ; расчёт потерь ЭЭ и интегральных характеристик при задании нагру-

зок максимальными значениями P , Q .

На рисунках 4.2 и 4.3 представлены основное окно, окно отображения исходных данных и выбора траектории расчёта программного модуля SETI.



Рисунок 4.2. Основное окно программного модуля SETI

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА УР, ИНТЕГРАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Число итераций	EPS	EPS1	T, град	BKmax	BKmin
5	0,0010	0,0010	20,0	1,550	1,550

Выбор режима работы:

- ☐ - Расчёт установившегося режима (Режим 1)
- ☒ - Расчёт установившегося режима и интегральных характеристик при средних нагрузках (Режим 2)
- ☐ - Расчёт установившегося режима и интегральных характеристик при максимальных нагрузках (Режим 3)

ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ

УЗЛЫ

Признак	№ узла	Uном, кВ	Pн, МВт	Qн, Мвар	Pr, МВт	Qr, Мвар
1	21	35,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	22	35,0	1,10	0,50	0,00	0,00
1	23	35,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1	24	35,0	1,10	0,50	0,00	0,00
2	25	37,5				

ВЕТВИ

Признак	№ начала	№ конца	Rл(т), Ом	Xл(т), Ом	Вл, См 10 ⁻³
4	17	16	2,60	23,00	0
4	18	19	5,10	31,90	0
4	21	20	5,10	31,90	0
4	23	22	12,40	49,20	0
4	23	24	12,40	49,20	0

ГРАФИКИ

Признак	№ граф. (узла)	Г.Р.О (1)	Г.Р.О (2)	Г.Р.О (3)	Г.Р.О (4)	Г.Р.О (5)	Г.Р.О (6)	Г.Р.О (7)	Г.Р.О (8)	Г.Р.О (9)	Г.Р.О (10)	Г.Р.О (11)	Г.Р.О (12)
222	16	1,50	2,50	3,00	2,50	4,00	4,50	4,30	5,00	2,80	1,50	2,20	1,50
333	16	1,00	1,20	1,60	1,00	2,00	1,00	1,50	1,50	1,20	1,00	1,10	0,80
222	19	0,50	1,00	1,50	2,00	4,00	5,00	4,00	3,50	2,00	1,00	1,50	1,00
333	19	0,50	0,30	0,60	0,80	1,00	1,50	1,00	1,30	0,80	0,50	0,70	0,30
222	20	0,60	1,00	1,50	2,00	4,00	5,00	4,00	3,50	2,00	1,00	1,50	1,00
333	20	0,50	0,30	0,60	0,80	1,00	1,50	1,00	1,30	0,80	0,50	0,70	0,30
222	22	0,50	0,70	0,80	1,00	1,20	1,50	2,00	1,80	1,40	0,90	0,80	0,60

ЗАГРУЗИТЬ ДАННЫЕ

РАСЧЁТ УР и ПОТЕРЬ ЭЭ

СОХРАНИТЬ КАК *.reg

СОХРАНИТЬ КАК *.txt

ОЧИСТИТЬ ТАБЛИЦЫ

СПРАВКА

ВЫХОД

Рисунок 4.3. Окно подготовки исходных данных в программном модуле SETI

Укрупнённая блок-схема программного модуля SETI приведена на рисунке

4.4.

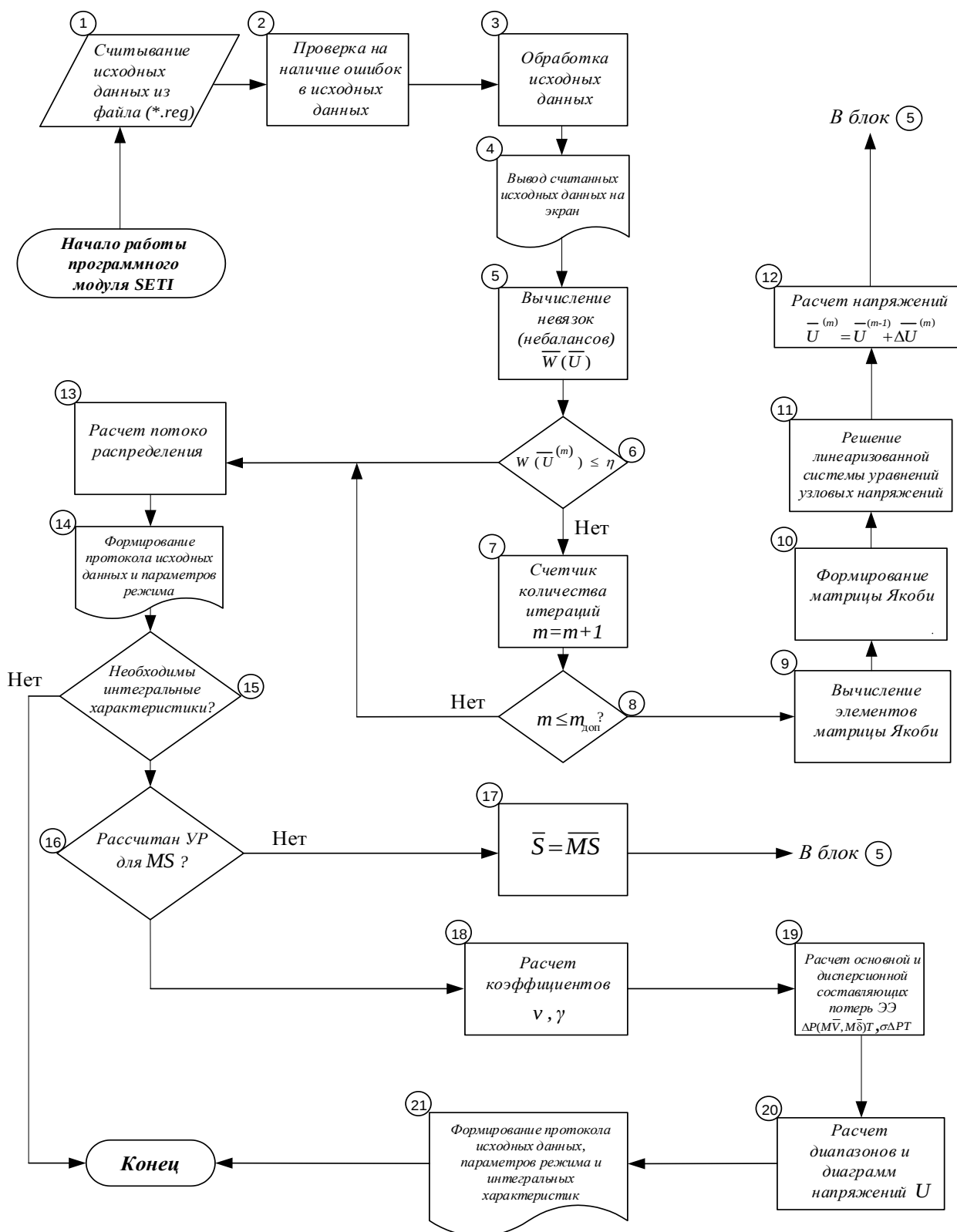


Рисунок 4.4. Укрупнённая блок-схема программного модуля SETI

Алгоритм расчёта параметров установившегося режима и интегральных характеристик электрической сети в программном модуле SETI укрупнённо можно представить тремя основными частями. Блоками 1–4 описываются такие процессы как считывание, обработка, вывод считанных исходных данных на экран, а также формирование уравнений установившегося режима. Блоки 5–14 охватывают решение уравнений узловых напряжений и последующим расчётом потоко-распределения и других параметров режима и выводом (записью) параметров установившегося состояния сети. В блоках 15–21 выполняется расчёт параметров интегральных характеристик электрической сети, а также расчёт основной и дисперсионной составляющих потерь ЭЭ [29, 109].

Приведём краткое описание блоков программного модуля SETI [119].

1. Считывание исходных данных. С заранее подготовленного файла расширением *.reg или *.txt считываются исходные данные о параметрах электрической сети и программных константах.

2. Проверка исходных данных на наличие ошибок. В данном блоке выполняется автоматическая проверка данных на наличие ошибок посредством контроля связности графа сети, по соотношению параметров R/X , а также на основе анализа свойств первой матрицы соединений схемы замещения сети.

3. Обработка исходных данных. Выполняется структурирование и подсчёт данных по видам: количество узлов, ветвей (линий и трансформаторов), выделение опорных генераторных узлов, балансирующего источника. Также выполняется расчёт проводимостей ветвей и узлов, формируются матрицы проводимостей с определением ранга исходной схемы.

4. Вывод считанных исходных данных на экран. Производится отображение считанных исходных данных в удобной для пользователя форме.

5. Производится расчёт невязок (небалансов) уравнений.

6. В данном блоке производится контроль точности решения уравнений установившегося режима по критерию. Итерационный процесс решения уравнений узловых напряжений продолжается до выполнения условия не превышения до-

пустимого небаланса.

7. Счётчик количества итераций. Фиксируется увеличение на единицу номера текущей m -й итерации.

8. Контроль сходимости решения уравнений узловых напряжений. Процесс решения линеаризованных уравнений выполняется по заданному допустимому параметру-номеру предельной m -й итерации (m_{don}).

9. Производится вычисление элементов матрицы Якоби.

10. Формируются матрица Якоби и системы линеаризованных уравнений.

11. Решение линеаризованной системы уравнений узловых напряжений. Для решения используется метод Гаусса.

12. С помощью метода Ньютона уточняются значения напряжений на каждом последующем внешнем $(k+1)$ шаге.

13. Вычисляются параметры электрического режима, в том числе, параметры потокораспределения.

14. Сразу после расчёта автоматически формируется протокол, содержащий исходные данные и расчётные параметры режима.

15. Определяется необходимость и возможность расчёта интегральных характеристик.

16. Выполняется проверка возможности расчёта установившегося режима при средних значениях нагрузок или математических ожиданиях нагрузок MS. Расчёт интегральных характеристик выполняется на базе параметров установившегося режима, соответствующих средним нагрузкам.

17. Выполняется расчёт установившегося режима при средних нагрузках. Значения нагрузок формируются в результате обработки графиков электрических нагрузок или их факторной модели.

18. Расчёт моделирующих коэффициентов ν и γ . Выполняется расчёт коэффициентов собственных чисел ν и собственных векторов γ матрицы корреляционных моментов мощностей. Определяются расчётные отклонения фаз и модулей напряжений от своих математических ожиданий.

19. В этом блоке выполняется расчёт потерь ЭЭ за заданный период T . Определяются основная ΔW и дисперсионная составляющая потерь активной мощности $\sigma \Delta P$ на базе модифицированной стохастической модели расчёта установившегося режима, а также – нагрузочные потери ЭЭ и холостого хода.

20. Расчёт диапазонов и диаграмм напряжений. В данном блоке формируются диаграммы активных и реактивных мощностей узлов нагрузки, фаз и модулей напряжений, определяются диапазоны изменения реактивной мощности источников и модулей напряжений в узлах сети.

21. Автоматически формируется протокол, содержащий исходные данные и расчётные параметры режима и интегральные характеристики сети.

В результате расчёта значения параметров режима выводятся в протокол в следующих единицах измерения: потоки, потери, небалансы мощности – в МВт и Мвар, напряжения – в кВ, фазовые углы – в градусах, потери ЭЭ в МВт·ч.

В программном модуле SETI реализована возможность считывания из встроенной библиотеки типовых суточных графиков нагрузок, учитывающих особенности различных отраслей промышленности (приложение Ж.1), и обобщённых графиков статистической модели, отражающих изменения электрических нагрузок в узлах (приложение Ж.2) [29].

В приложении И.1 приведена общая структура работы программного модуля SETI, функционально состоящего из отдельных программных блоков-алгоритмов:

APOID – алгоритм контроля ошибок данных; WZDU – ввод исходных данных; FORMY – алгоритм формирования связных списков матрицы узловых проводимостей; RANG – алгоритм определения рангов узлов, перенумерации узлов, ветвей; TREANG – алгоритм оптимального упорядоченного исключения узлов; NUTON – алгоритм решения системы УУН; OPRNEW – алгоритм вычисления невязок системы УУН; LZB – алгоритм решения системы линейных уравнений с нижней треугольной матрицей; WUZ – алгоритм решения системы линейных уравнений с верхней треугольной матрицей; TBL – алгоритм вывода результатов

расчета УР сети по математическим ожиданиям нагрузок; GAMMA – алгоритм вычисления собственных векторов и расчётных переменных γ ; POTERI – алгоритм определения дисперсионной составляющей потерь ЭЭ; DIAP – алгоритм определения суточного режима напряжения в узлах сети; STAR – алгоритм проверки соответствия параметров схемы; BNGR – алгоритм работы с суточными и обобщёнными графиками нагрузки.

4.2.3. Структура и алгоритм работы программного модуля REG10PVT

На рисунках 4.5 и 4.6 представлены основное окно выбора траектории расчёта и окно отображения исходных данных программного модуля REG10PVT.

Программный модуль REG10PVT имеет три расчётные траектории, выбор которых определяется имеющийся исходной информацией. Первая траектория реализует детерминированный метод расчёта технических потерь ЭЭ и использует реально имеющуюся на предприятии схемную и режимную информацию и базируется на данных системы головного учёта фидеров РЭС.



Рисунок 4.5. Основное окно программного модуля REG10PVT

Вторая траектория – расчёт установившегося режима по данным узловых модулей токов I и коэффициента мощности $\cos\varphi$. Третья траектория – расчёт установившегося режима по данным узловых мощностей P, Q .

Расчёт потерь ЭЭ по заданному отпуску [C:\Users\Пользователь\Desktop\24.10.18_Проекты_дельфи\Вес_исходные данные_расчёты\№15_16ПС\16ПС_propusk.reg]

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЁТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ОТПУСКУ

Точность	T, град	Пропуск активной 33 Wp, кВт*час	Пропуск реактивной 33 Wq, квар*час	Время работы, ч	Кформы	Скорость ветра, м/с
0,05	20	624250,00	321752,00	24,00	1,00	0,00

ПАРАМЕТРЫ СХЕМЫ

УЗЛЫ

№ узла	Район	Uном, кВ	Pн, кВт	Qн, квар	Pг, кВт	Qг, квар	Uмод, кВ	Фаза, град
1	1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	1	11,00	2056,16	1059,79	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1	11,00	3238,45	1669,17	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1	11,00	3238,45	1669,17	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1	11,00	2056,16	1059,79	0,00	0,00	0,00	0,00
7	1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	1	11,00	1285,10	662,37	0,00	0,00	0,00	0,00
10	1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	1	11,00	2056,16	1059,79	0,00	0,00	0,00	0,00
12	1	11,00	822,46	423,32	0,00	0,00	0,00	0,00

ВЕТВИ

№ п.п.	Район	№ начала	№ конца	Rл(г), Ом	Xл(г), Ом	G, см-6	B, см-6	Ктр	Sном, кВА
17	1	8	6	2,60	23	0,000	0,000	0,31	4000
18	1	2	9	5,10	31,9	0,000	0,000	0,31	2500
19	1	10	11	2,60	23	0,000	0,000	0,31	4000
20	1	13	12	12,40	49,2	0,000	0,000	0,31	1600
21	1	15	14	2,60	23	0,000	0,000	0,31	4000
22	1	17	16	2,60	23	0,000	0,000	0,31	4000
23	1	18	19	5,10	31,9	0,000	0,000	0,31	2500
24	1	21	20	5,10	31,9	0,000	0,000	0,31	2500
25	1	21	25	5,10	31,9	0,000	0,000	0,31	2500
26	1	23	22	12,40	49,2	0,000	0,000	0,31	1600
27	1	23	24	12,40	49,2	0,000	0,000	0,31	1600
28	1	26	27	12,40	49,2	0,000	0,000	0,31	1600
29	1	28	29	12,40	49,2	0,000	0,000	0,31	1600

ЗАГРУЗИТЬ ДАННЫЕ

РАСЧЁТ ПОТЕРЬ ЭЭ

СОХРАНИТЬ КАК *.txt

СОХРАНИТЬ КАК *.reg

ОЧИСТИТЬ ТАБЛИЦЫ

СПРАВКА

ВЫХОД

Рисунок 4.6. Окно подготовки исходных данных в программном модуле REG10PVT

Алгоритм расчёта параметров установившегося режима и технических потерь ЭЭ в программном модуле REG10PVT можно укрупнено представить тремя частями, каждая из которых состоит из блоков. Блоки 1–4 описывают такие процессы как считывание исходных данных, их обработку, а также определение вида расчёта. В блоках 5–17 осуществляется формирование и решение уравнений узловых напряжений и вычисление режимных параметров. В третьей части в блоках 18–19 выполняется расчёт основной и дисперсионной составляющих потерь ЭЭ с последующим выводом в протокол исходных данных и режимных параметров текущего состояния сети.

Укрупнённая блок-схема программного модуля REG10PVT приведена на рисунке 4.7.

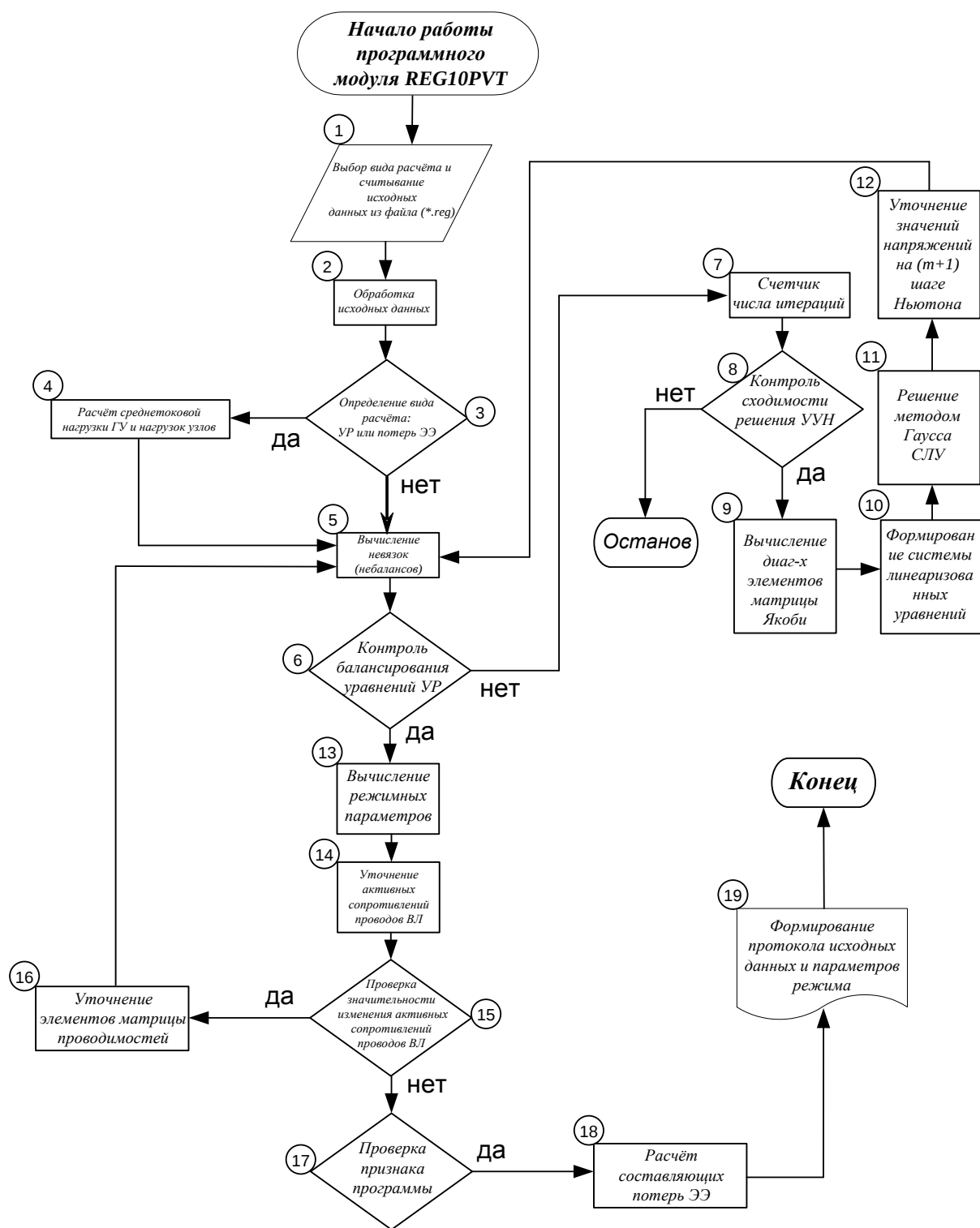


Рисунок 4.7. Укрупнённая блок-схема программного модуля REG10PVT

Рассмотрим в отдельности каждый из блоков программного модуля REG10PVT [119].

1. Ввод исходных данных. Первым шагом является выбор пользователем расчётной траектории по имеющимся у него исходным данным: – по данным пропуска ЭЭ; – по данным тока и $\cos\varphi$; по данным P_n и Q_n . Затем считываются исходные данные о параметрах сети, которые заранее подготавливаются в файле расширением *.txt или *.reg.

2. Обработка данных. Далее выполняется структурирование данных по видам: подсчитывается число узлов, определяются балансирующие узлы, количество ветвей с линиями электропередач и трансформаторами. Рассчитываются проводимости ветвей, узлов и формируются матрицы проводимостей в виде связных списков. Контролируется связность графов схемы сети. Составляются уравнения узловых напряжений.

3. Определяется вид расчёта: расчёт установившегося режима или потерь ЭЭ.

4. Рассчитывается среднетоксовая нагрузка головного участка и нагрузочных узлов.

5. Вычисляются небалансы при решении уравнений.

6. Выполняется контроль балансирования уравнений установившегося режима. Если хотя бы в одном уравнении системы уравнений небаланс не соответствует допустимому, то итерационный процесс решения УУН продолжается.

7. Выполняется подсчёт количества внешних итераций метода Ньютона.

8. Контроль сходимости решения УУН. Выполняется сравнение номера текущей k -й итерации с некоторым задаваемым параметром – предельным значением $k_{дон}$. Если сходимость за заданное число итераций ($k > k_{дон}$) не достигается, то происходит прерывание процесса решения УУН.

9. Вычисляются диагональные элементы матрицы Якоби.

10. С учётом небалансов формируются системы линеаризованных уравнений.

11. Методом Гаусса решаются системы линеаризованных уравнений.
12. Уточняются значения напряжений на следующем $(k+1)$ -м шаге метода Ньютона.
13. Вычисляются параметры электрического режима.
14. В зависимости от температуры окружающего воздуха, скорости ветра и токовых нагрузок линий уточняются значения активных сопротивлений проводов ЛЭП.
15. Проверяется значительность изменения активных сопротивлений проводов ЛЭП.
16. Пересчитываются элементы в матрице проводимостей.
17. Проверяется признак, указывающий на траекторию алгоритма расчёта потерь ЭЭ.
18. Вычисляются следующие составляющие: суммарные потери ЭЭ, нагрузка сети, отпуск ЭЭ и другие.
19. После расчёта автоматически составляется протокол, в котором содержатся исходные данные, а также все расчётные параметры электрического режима. В протоколе все значения параметров режима выводятся в следующих единицах измерения: потоки, потери, небалансы мощности – в кВт и квар, напряжения – в кВ, фазовые углы – в градусах, потери ЭЭ – в кВт·ч.

В приложении И.2 приведена общая структура работы программного модуля REG10PVT, функционально состоящего из отдельных программных блоков-алгоритмов:

SC10 – алгоритм формирования логических шкал; NUM10 – алгоритм проигрывания исключений на индексах; PR10 – алгоритм формирования матрицы собственных и взаимных проводимостей; TR10 – алгоритм треугольного разложения матрицы; FN10 – алгоритм формирования правых частей; LIN10 – алгоритм решения системы линейных уравнений; SR10 – алгоритм сравнения правых частей с точностью расчёта; LST – алгоритм формирования результатов расчёта.

4.2.4. Структура и алгоритм программного модуля RES

В составе программного модуля REG10PVT на базе алгоритма единичного расчёта потерь детерминированным методом по данным отпуска ЭЭ в сеть разработан и программно реализован модуль RES, алгоритм которого позволяет выполнять расчёт технических потерь ЭЭ по всей сети 6–35 кВ [138].

Перед расчётом заблаговременно необходимо выполнить разбивку сети на отдельные N участки (фидеры) РЭС и подготовить по каждому из них отдельный исходный файл с заданными параметрами. Для выполнения расчёта необходимым и достаточным условием является размещение N исходных файлов в папке INBOX. Папку INBOX необходимо размещать в одной папке с программным модулем REG10PVT.

Программный модуль RES автоматически выполняет расчёт параметров, потерь ЭЭ и их нормативного значения по каждому фрагменту сети с автоматическим сохранением в той же папке INBOX, где расположены исходные файлы, единичных протоколов расчёта (в формате *.pdf) с последующим формированием результирующего протокола *.pdf. Названия протоколов соответствуют названиям исходных файлов. Последовательность расчёта и очередность вывода результатов в общий протокол выполняется в порядке возрастания чисел, указанных в названии исходных файлов (например, RES-1.RES-2 и т.д.), а при отсутствии чисел – в алфавитном порядке.

Общий протокол содержит результаты расчёта потерь ЭЭ по каждому участку сети и с указанием величины потерь ЭЭ в целом по всей сети за отчётный период. Имеется возможность сохранения результирующего протокола в следующих форматах (pdf, csv, jpeg, rtf). Пример результирующего протокола приведён в приложении 3.

На рисунке 4.8 представлено основное окно по расчёту потерь ЭЭ программного модуля RES.



Рисунок 4.8. Основное окно программного модуля RES

Укрупнённая блок-схема программного модуля RES приведена на рисунке 4.9.

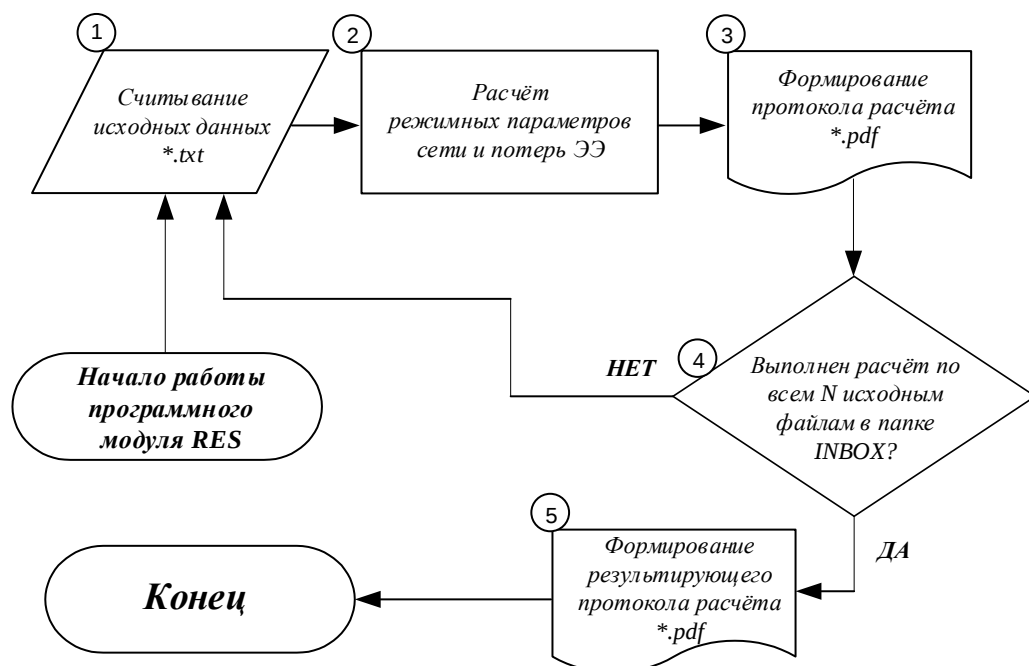


Рисунок 4.9. Укрупнённая блок-схема программного модуля RES

Рассмотрим в отдельности каждый из блоков программного модуля RES.

1. Считывание данных из папки INBOX, в которой расположены исходные файлы для единичного расчёта режимных параметров и потерь ЭЭ отдельного участка сети.
2. Расчёт режимных параметров и технических потерь ЭЭ для каждого фрагмента сети (фидера).
3. Формирование и сохранение протоколов расчёта по каждому участку сети в папке INBOX.
4. Подтверждение выполнения расчёта параметров по всем исходным файлам, расположенным в исходной папке INBOX.
5. Формирование и сохранение в папке INBOX результирующего протокола расчёта потерь ЭЭ по всей сети.

4.2.5. Структура и алгоритм программного модуля VES

Программная реализация комбинированного метода выполнена на основе результатов эксперимента по поиску оптимального сочетания уточнённого детерминированного (1.1) и стохастического методов. Для вычисления средневзвешенного значения необходимо произвести расчёты потерь ЭЭ с помощью программных модулей REG10PVT и SETI, сохранив в отдельной папке протоколы расчёта в формате *.csv. С помощью программного модуля VES необходимо выбрать соответствующие протоколы и одно из возможных весовых сочетаний оптимального диапазона $\alpha = [0,7; 0,8]$ детерминированного и стохастического подходов (см. параграф 2.7) [89].

Программная реализация расчёта нормативного значения потерь ЭЭ выполнена в соответствии со структурной схемой уточнённого алгоритма расчёта и оценки нормативных значений потерь ЭЭ (см. параграф 3.3.5).

На рисунках 4.10 и 4.11 представлены основное окно и рабочее окно подготовки исходных данных и выполнения расчёта программного модуля VES.



Рисунок 4.10. Основное окно программного модуля VES

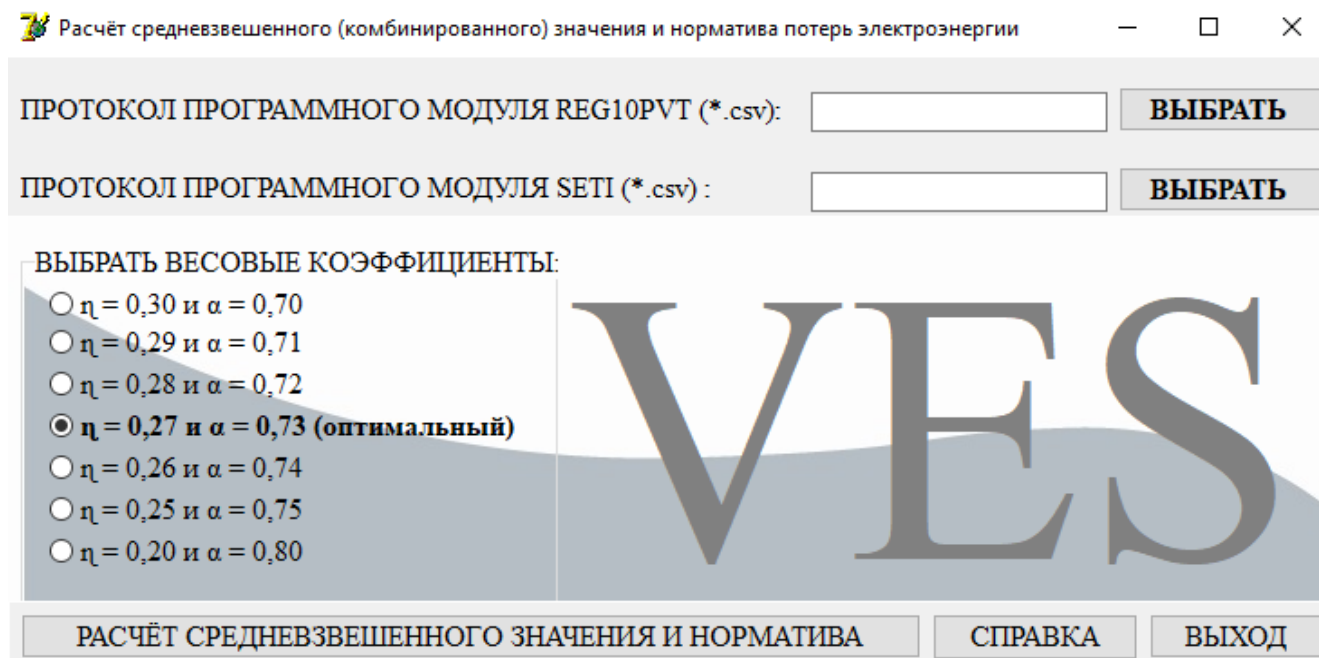


Рисунок 4.11. Окно подготовки исходных данных в программном модуле VES

Укрупнённая блок-схема программного модуля VES приведена на рисунке 4.12.

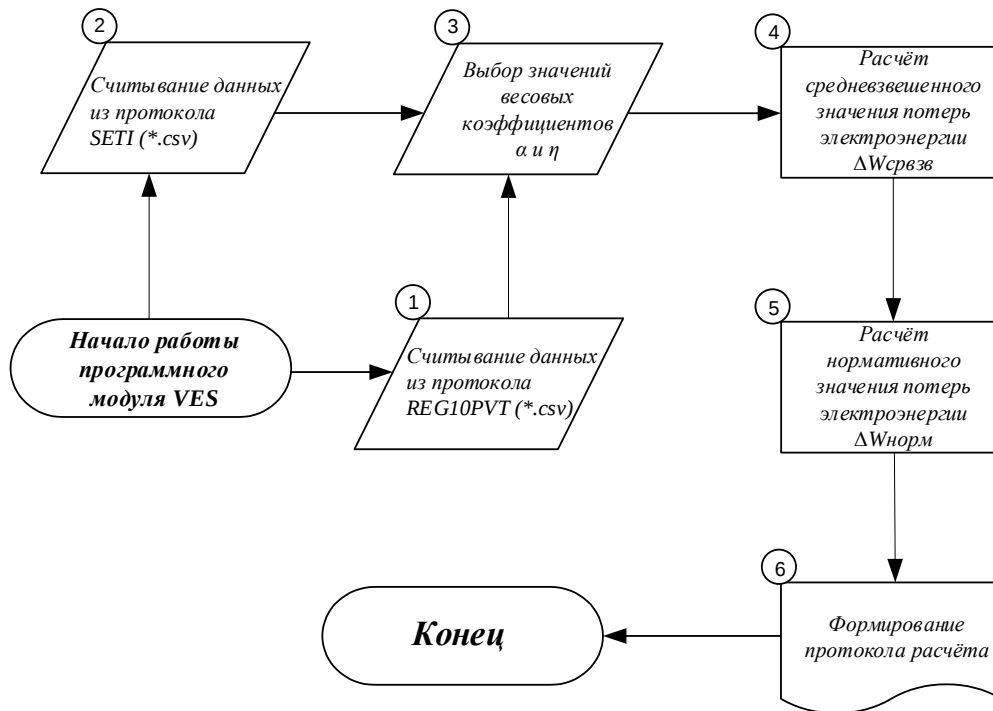


Рисунок 4.12. Укрупнённая блок-схема программного модуля VES

Рассмотрим в отдельности каждый из блоков программного модуля VES.

1. Выбор протокола с результатами расчёта потерь ЭЭ стохастическим методом с помощью программного модуля SETI.
2. Выбор протокола с результатами расчёта потерь ЭЭ детерминированным методом с помощью программного модуля REG10PVT.
3. Выбор коэффициентов участия стохастического и детерминированного методов расчёта потерь ЭЭ в составе средневзвешенной величины.
4. Расчёт средневзвешенной величины потерь ЭЭ.
5. Расчёт нормативного значения потерь ЭЭ на базе средневзвешенной величины технических потерь ЭЭ.
6. После расчёта автоматически составляется протокол, в котором содержатся необходимые исходные данные из протоколов программных модулей SETI и REG10PVT, а также расчётные параметры. В протоколе значения потерь ЭЭ выводятся в кВт·ч.

4.3. Расчёт параметров электрической сети и потерь электроэнергии с помощью программного комплекса POTERI

Для тестирования работоспособности алгоритмов программного комплекса POTERI была использована контрольная выборка с десятью схемами РЭС (номера схем приведены в соответствии с номерами рисунков, указанных в приложении Б). В таблице 4.1 приведены расчётные значения потерь ЭЭ, полученные различными способами, а именно: путём непосредственного суммирования потерь ЭЭ на интервалах осреднения суточных графиков нагрузки (эталон), а также детерминированным, стохастическим и комбинированным методами [64, 109, 115].

Таблица 4.1. Значения потерь ЭЭ, полученные эталонным, детерминированным, вероятностно-статистическим и комбинированным методами

Схе ма	Коли- чество под- стан- ций	Эталон- ные зна- чения потерь ЭЭ, кВт·ч	Расчёт потерь ЭЭ уточнён- ным детер- минирован- ным спосо- бом, кВт·ч	Расчёт потерь ЭЭ вероятно- стно- статистическим способом, кВт·ч	Средне- взвешенное значение по- терь ЭЭ, кВт·ч	Относительная погрешность средневзвешен- ного значения потерь ЭЭ (отно- сительно этало- на), %
№1	2	2869	2493	2898	2789	-2,43
№2	3	5351	5250	5711	5587	+4,38
№4	5	2193	2092	2208	2101	-0,74
№5	6	7186	6531	7597	7422	+1,71
№6	7	7820	7204	8028	7369	-0,18
№7	8	9974	9409	10232	10010	+7,09
№8	9	12727	12248	14140	12241	+0,36
№16	7	9105	8493	8287	8343	-8,37
№19	4	5601	5254	5441	5391	-3,75
№20	3	4736	4462	4608	4569	-3,53

Центральное значение относительной ошибки средневзвешенного значения потерь ЭЭ составило $-0,55\%$. С достоверностью $\beta = 0,95$ и числом степеней свободы $k = N - 1 = 10 - 1 = 9$ в соответствии с распределением Стьюдента значение квантилей составляет $t_{\beta} = 2,262$ [101]. Тогда с точностью

$$\varepsilon = t_{\beta} \frac{\sigma}{\sqrt{k}} = 2,262 \cdot \frac{3,218}{\sqrt{9}} = 2,426 \text{ математическое ожидание ошибки } \delta_{cp} = -0,55 \%$$

ограничивается доверительным интервалом $Y_{\beta} = (\delta_{cp} - \varepsilon; \delta_{cp} + \varepsilon) = (-2,97; +1,88)\%$ с надежностью 0,95.

Расчёты по каждой траектории комбинированного алгоритма взаимно независимы и совместимы вследствие того, что они базируются на различной информации об электрических нагрузках. Так как результат формируется в виде средневзвешенной суммы (2.72), то его достоверность на основании теоремы сложения вероятностей независимых совместных событий $P(A+B) = P(A) + P(B) - P(A) \cdot P(B)$ может возрасти до значения 0,9975 [91].

Использование средневзвешенных результатов способствует снижению средней ошибки и вероятных выбросов ошибок.

4.4. Расчёт потерь электроэнергии и норматива на примере подразделения филиала ПАО «МРСК Сибири»—«Хакасэнерго»

4.4.1. Экономико-географическая характеристика района

Филиал ОАО «МРСК Сибири»—«Хакасэнерго» (61,57 тыс. км²) включает в себя 9 подразделений: Орджоникидзевский РЭС (6,66 тыс. км²); Богградский РЭС (4,52 тыс. км²); Усть-Абаканский РЭС (8,88 тыс. км²); Ширинский РЭС (6,88 тыс. км²); Черногорский РЭС (0,12 тыс. км²); Белоярский РЭС (2,05 тыс. км²); Саяногорский РЭС (0,125 тыс. км²); Аскизский РЭС (0,125 тыс. км²); Бейский РЭС (4,54 тыс. км²); Таштыпский РЭС (20,25 тыс. км²) [46].

Климат в Республики Хакасия (РХ) резко континентальный, с сухим жарким летом и холодной малоснежной зимой. Средняя температура воздуха июля +17,9°C, января −18,9°C.

Энергосистема Республике Хакасия (РХ) включает в себя генерирующие энергообъекты и сетевое оборудование различных субъектов электроэнергетики,

служашие для осуществления электроснабжения потребителей РХ. Высоковольтные линии 500 кВ и 220 кВ являются основными внутрисистемными связями, а также межсистемными связями с другими энергосистемами. Протяженность распределительных электрических сетей более 24500 км, 110 кВ и выше в одноцепном исполнении более 4000 км. Установлено 11 трансформаторных групп класса 500 кВ, более 4800 трансформаторных подстанций первичным напряжением 6–220 кВ.

Электроснабжение региона является централизованным и охватывает практически всю территорию. Исключение составляет южная часть Таштыпского района, на которой электроснабжения потребителей осуществляется при помощи местных бензиновых электростанций. В энергосистему РХ входят Саяно-Шушенская ГЭС (6400 МВт), Майнская ГЭС (321 МВт) и три ТЭЦ суммарной установленной мощностью 431 МВт (Абаканская ТЭЦ – 406 МВт, ТЭЦ ООО «Абаза-Энерго» – 19 МВт, Сорская ТЭЦ – 6 МВт). Объектами генерации в РХ владеют компании: ПАО «РусГидро» (Саяно-Шушенская ГЭС и Майнская ГЭС); АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» (Абаканская ТЭЦ); ООО «Абаза-Энерго»; ООО «Сорский ГОК». Саяно-Шушенская ГЭС является самым мощным источником электроэнергии в ЕЭС России, покрывающая сезонные и суточные колебания потребления электрической энергии (мощности).

Крупнейшими потребителями электроэнергии в энергосистеме РХ являются предприятия цветной металлургии – Саяногорский и Хакасский алюминиевые заводы (СаАЗ и ХаАЗ), Красноярская железная дорога - филиал ПАО «Российские железные дороги», ООО «Сорский ГОК», ООО «Сорский ферромолибденовый завод», ООО «Сибирская угольно-энергетическая компания (СУЭК)».

Современная экономическая специализация муниципальных районов и поселений, городских округов на территории РХ представлена в таблице 4.2.

Принципиальная схема электроснабжения анализируемого участка сети приведена на рисунке 4.13. Состав рассматриваемого оборудования фрагмента сети представлен четырьмя ЛЭП напряжением 35 кВ и пятью трансформаторами.

Таблица 4.2. Экономическая специализация районов РХ

Муниципальное образование	Экономическая специализация
г. Абакан	Пищевая промышленность, машиностроение, электроэнергетика, производство строительных материалов, легкая промышленность
г. Черногорск	Добыча каменного угля, производство строительных материалов, легкая промышленность, пищевая промышленность
г. Саяногорск	Гидроэнергетика, цветная металлургия, туризм, производство строительных материалов, пищевая промышленность
г. Абаза	Добыча железной руды, лесозаготовка и деревообработка, электроэнергетика
г. Сорск	Добыча молибденовых руд, цветная металлургия
Алтайский район	Добыча каменного угля, сельское хозяйство, туризм, лесозаготовка и деревообработка, добыча золота
Бейский район	Добыча каменного угля, сельское хозяйство
Боградский район	Добыча неметаллических полезных ископаемых, сельское хозяйство, пищевая промышленность
Орджоникидзевский район	Сельское хозяйство, пищевая промышленность, добыча золота, туризм
Таштыпский район	Туризм, сельское хозяйство, лесозаготовка и деревообработка
Ширинский район	Туризм, добыча золота, цветная металлургия, пищевая промышленность, сельское хозяйство
Усть-Абаканский район	Добыча каменного угля, сельское хозяйство, туризм, добыча неметаллических полезных ископаемых

Рассматриваемый участок сети является изолированным разомкнутым фрагментом схемы, напряжение на шинах с центром питания принято равным 38,5 кВ для всех интервалов осреднения графиков нагрузки.

Графики электрических нагрузок получены после статистической обработки данных замеров счётчиков активной и реактивной ЭЭ с интервалом постоянства $d=24$. Замеры активной и реактивной ЭЭ усреднены до интервала постоянства $d=12$ и пересчитаны в величины активной и реактивной нагрузочных мощностей. Расчёт параметров выполняется по данным средних нагрузок в узлах и суточных графиков электрических нагрузок, заданных в явном виде. В связи с тем, что в рассматриваемом участке сети расстояние от шин с источником питания до самой удалённой точки схемы сети составляет 63,5 км, а средняя загрузка сети оценивается в 50%, электрический режим такой сети является достаточно тяжёлым и напряжение в отдалённом узле устанавливается менее 31 кВ.

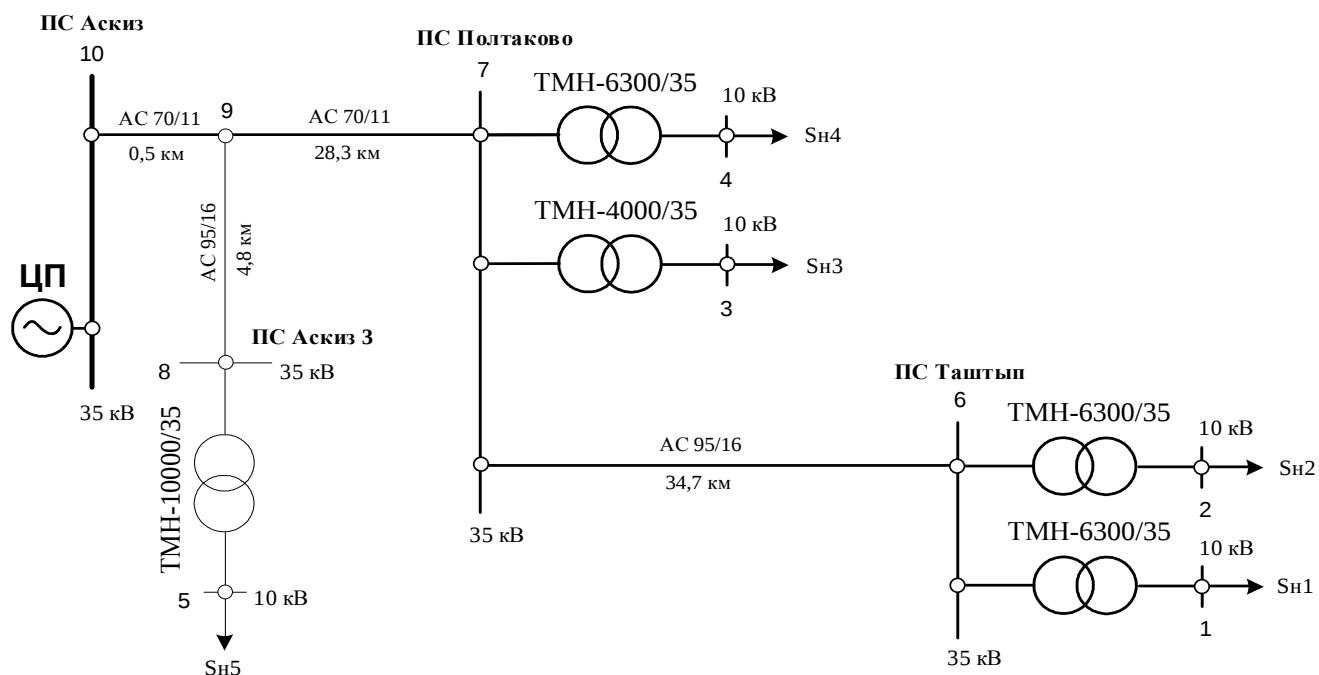


Рисунок 4.13. Участок схемы электрической сети 35/10 кВ филиала ПАО «МРСК Сибири»—«Хакасэнерго»

Параметры эксплуатируемых линий электропередач и трансформаторов представлены в таблицах 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3. Параметры линий электропередач участка электрической сети

Участок сети	Марка провода ЛЭП	Длина, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$R_{ЛЭП}$, Ом	$X_{ЛЭП}$, Ом
10 – 9	АС 70/11	0,5	0,428	0,432	0,21	0,22
9 – 7	АС 70/11	28,3	0,428	0,432	12,11	12,23
9 – 8	АС 95/16	4,8	0,306	0,421	1,47	2,02
7 – 6	АС 95/16	34,7	0,306	0,421	10,62	14,61

Таблица 4.4. Параметры трансформаторов электрической сети

Участок сети	Тип трансформатора	$U_{ном}$, кВ		R_T , Ом	X_T , Ом	G_T , мкСм	B_T , мкСм
6 – 1	ТМН-6300/35	35	11	1,40	14,6	7,51	46,29
6 – 2	ТМН-6300/35	35	11	1,40	14,6	7,51	46,29
7 – 3	ТМН-4000/35	35	11	2,60	23,0	5,47	32,65
7 – 4	ТМН-6300/35	35	11	1,40	14,6	7,51	46,29
8 – 5	ТМН-10000/35	35	11	0,88	10,1	11,84	65,31

Посредством поинтервальных расчётов ($d=12$) суммарное эталонное значение потерь ЭЭ в представленной электрической сети составило 31440 кВт·ч. С помощью программного модуля REG10PVT, используя детерминированный метод, получаем суммарную величину потерь ЭЭ, равную 28437 кВт·ч. В результате расчёта с помощью программного модуля SETI, реализующего стохастический метод, суммарные потери ЭЭ составили 32683 кВт·ч. Для повышения достоверности расчёта и снижения относительной ошибки необходимо выполнить комбинирование методов по выражению (2.72). Используя программный модуль VES, для оптимального сочетания методов получаем средневзвешенную величину потерь ЭЭ равную $\Delta W_{срвзв} = 31536$ кВт·ч и значение норматива отчётных потерь 37821 кВт·ч, вычисленное по уточнённому алгоритму (см. параграф 3.3.5).

В таблице 4.5 приведём сопоставление результатов расчёта потерь ЭЭ с помощью программных модулей SETI, REG10PVT и VES.

Таблица 4.5. Сопоставление результатов расчёта потерь ЭЭ

Программный модуль (способ расчёта)	Потери ЭЭ, кВт*ч	Потери ЭЭ от отпуска, %	Относительная 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

Примечание. Расчёт выполнен без учёта потерь холостого хода.

В результате имеем $\Delta W_{отч} = 33395 < \Delta W_{норм} = 37821$. То есть соблюдается условие $\Delta W_{отч} \leq \Delta W_{норм} = \Delta W_{техн}^{расч} + \delta W$, указывающее на то, что безучётное электропотребление на данном участке сети отсутствует и отчётная величина потерь ЭЭ является допустимой. Полученное в результате комбинирования методов, значение потерь ЭЭ составило 31536 кВт·ч с относительной ошибкой равной +0,31%. Доверие к средневзвешенному значению потерь ЭЭ выше, чем к результату, полученному каждым из расчётных методов в отдельности.

В приложениях Ж.3–Ж.13 представлена следующая информация: исходные

суточные изменения активных и реактивных мощностей в узлах (Ж.3); пример подготовки исходных данных для расчёта режимных параметров и потерь ЭЭ для средних нагрузок в программном модуле SETI (Ж.4); диаграмма параметров напряжений в узлах схемы сети, полученная из расчёта УР при средних нагрузках (Ж.5); суточные потери ЭЭ в сети и перетоки мощности, полученные с помощью программного модуля SETI (Ж.6, Ж.7); интегральные характеристики в виде суточной диаграммы модулей напряжений в узлах сети (Ж.8); исходные данные для расчёта потерь ЭЭ детерминированным методом посредством программного модуля REG10PVT (Ж.9); пример формирования исходных данных для расчёта режимных параметров и потерь ЭЭ по данным отпуска ЭЭ в программном модуле REG10PVT (Ж.10); диаграмма параметров напряжений в узлах сети, полученная из расчёта параметров режима по данным отпуска ЭЭ в сеть через головной участок фидера (Ж.11); суточные потери ЭЭ в сети, токи и перетоки активной и реактивной мощности, полученные с помощью программного модуля REG10PVT (Ж.12); доверительный интервал технических и нормативных потерь ЭЭ (Ж.13).

Формы представления результатов расчёта параметров электрического режима сети (протоколы) с помощью программных модулей SETI, REG10PVT, VES и RES приведены в приложении 3.

Таким образом, на примере участка электрической сети филиала ПАО «МРСК Сибири»—«Хакасэнерго» показано, что комбинирование детерминированного и стохастического методов расчёта и анализа потерь ЭЭ позволяет покрыть, скомпенсировать и уравновесить относительную ошибку расчёта потерь ЭЭ каждым из методов.

4.5. Расчёт параметров электрической сети с помощью программного комплекса POTERI и лицензированной программы РАП–стандарт

Рассмотрим схему контрольного примера (рисунок 4.14) по расчёту потерь ЭЭ, выполненному в лицензированном многоуровневом программном комплексе РАП–стандарт [23] и разработанном многофункциональном программном комплексе POTERI, и сопоставим полученные результаты [137].

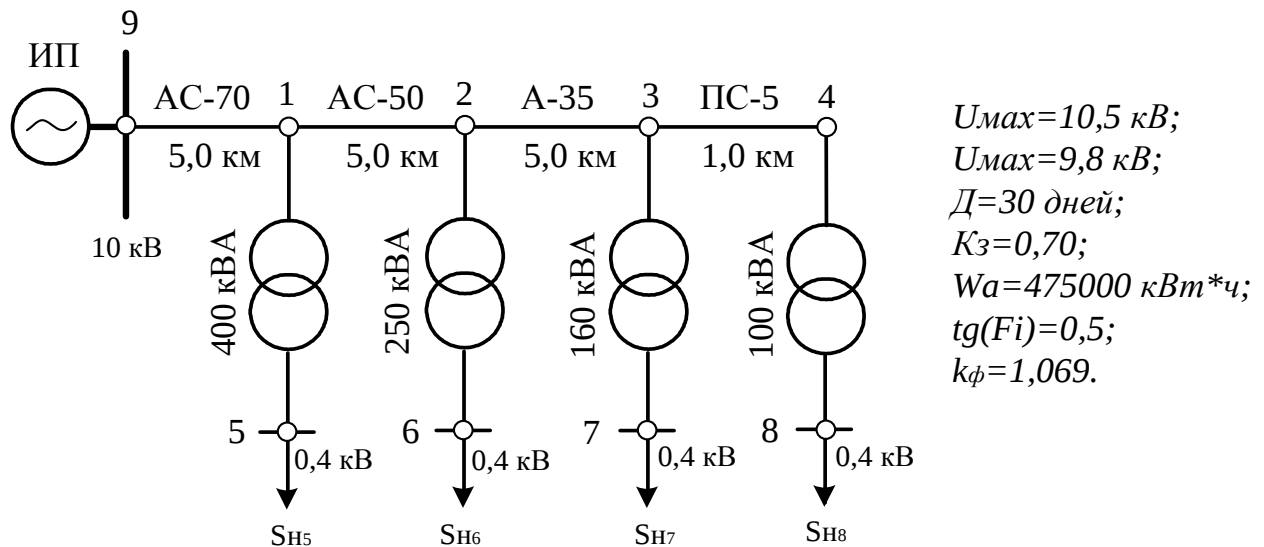


Рисунок 4.14. Схема электрической сети 10/0,4 кВ

Электрические параметры сети, построенной по радиальному типу, представлены в таблицах 4.6 и 4.7 [139, 140]. Для расчёта параметров сети по данным отпуска ЭЭ используется метод средних нагрузок [63, 64].

Таблица 4.6. Параметры линий электропередач

Параметр	Номер участка			
	0 – 1	1 – 2	2 – 3	3 – 4
r_0 , Ом/км	0,46	0,65	0,92	10,0
$R_{\text{л}}$, Ом	2,30	3,25	4,60	10,0
x_0 , Ом/км	0,40	0,41	0,40	8,1
$X_{\text{л}}$, Ом	2,0	2,05	2,0	8,1

Таблица 4.7. Параметры трансформаторов

Параметр	Номер участка			
	1 – 5	2 – 6	3 – 7	4 – 8
Мощность, кВА	400	250	160	100
R_T , Ом	3,44	5,92	10,4	19,7
X_T , Ом	10,7	17,0	26,2	40,5
ΔP_{xx} , кВт	1,08	0,78	0,54	0,36
G_T , мкСм	10,8	7,8	5,4	3,6
ΔQ_{xx} , квар	8,4	5,75	3,84	2,6
B_T , мкСм	84	57,5	38,4	26

Расчёты, выполненные с помощью двух вычислительных аппаратов, дали практически одинаковый результат – значения суммарных потерь ЭЭ отличаются не более чем на 0,14% (таблица 4.8).

Таблица 4.7. Сопоставление результатов расчёта потерь ЭЭ

Программ- ный комплекс	От- пуск ЭЭ, кВт·ч	Потери ЭЭ в лини- ях, кВт·ч	Нагрузочные по- тери ЭЭ в транс- форматорах, кВт·ч	Потери холосто- го хода в транс- форматорах, кВт·ч	Суммар- ные потери ЭЭ, кВт·ч	% от отпус- ка ЭЭ
РАП- стандарт	475000	16650	7010	1960	25630	5,395
POTERI	475000	16592	7090	1911	25594	5,388

4.6. Основные результаты и выводы

В процессе выполнения работы был произведён анализ структуры ранее созданных на языке FORTRAN программ SETI и REG10PVT и составляющих их программных блоков.

Устранены некоторые ошибки в кодах программы SETI, добавлены функции проверки исходных данных на соответствие действительности и на целостность графа сети. При расчёте параметров режима сети скорректирован учёт температуры окружающей среды, влияющей на изменение сопротивления проводов ЛЭП.

Тщательно проработаны программные тексты программы REG10PVT. Из программы исключена значительная часть (более 50%) программных алгорит-

мов, не связанных с прямыми расчётами электрических режимов, а именно: операции с псевдографикой, считыванием, корректировкой данных, сохранением результатов, что связано с особенностями языка программирования FORTRAN. В новом программном модуле REG10PVT реализована траектория расчёта УР по данным нагрузок в узлах в значениях $P_{\text{ср}}$, $Q_{\text{ср}}$, кВт.

Изменён принцип составления файлов исходных данных и их считывание. Значительно проработан и сформирован новый пользовательский интерфейс, отвечающий за удобный ввод, вывод и сохранение данных. Исправлен недостаток документации – создана подробная пользовательская инструкция по использованию каждого из режимов функционирования программы. Созданный программный продукт POTERI готов к регулярному применению в учебных и научных целях.

В результате обобщения получены следующие результаты:

1. Выполнена модернизация программ SETI и REG10PVT, написанных на прикладном языке программирования FORTRAN. Выполнен переход программ SETI и REG10PVT с языка программирования FORTRAN на язык программирования DELPHI. Разработан программный модуль VES, позволяющий комбинировать детерминированный и стохастический методы, определять оптимальное средневзвешенное значение потерь ЭЭ, а также его нормативное значение. Разработан программный модуль RES, алгоритм которого позволяет выполнять расчёт технических потерь ЭЭ по всей сети напряжением 6–35 кВ детерминированным методом. Разработана программная база для реализации комбинированного подхода, основанного на непосредственном взаимном дополнении детерминированного и стохастического подходов в расчёте потерь ЭЭ (программный модуль COMBI).

2. Разработан единый многофункциональный программный комплекс «POTERIV1.1: SETI, REG10PVT» на базе четырёх программных модулей SETI, REG10PVT, VES и RES, позволяющий в едином комплексе выполнять детерминированным, вероятностно-статистическим и комбинированным способом расчёт

установившихся режимов, технических потерь ЭЭ, определять изменения напряжений в узлах электрической сети на различном временном интервале, а также нормативную величину потерь ЭЭ на базе усовершенствованного алгоритма.

3. Сняты ограничения в части совместимости программ REG10PVT и SETI, написанных на языке программирования FORTRAN, с различными операционными системами, использующимися на предприятиях и в организациях. Программный комплекс POTERI совместим с различными операционными системами: XP / VISTA / WINDOWS 7 / WINDOWS 8 / WINDOWS 10.

4. Представлено в виде блок-схем функционирование программных модулей вычислительного комплекса POTERI, реализующего возможность расчёта установившихся режимов и потерь ЭЭ в сетях 6–220 кВ детерминированным, стохастическим и комбинированным методами.

5. Выполнена проверка работоспособности и функционирования алгоритмов программного комплекса POTERI на примере контрольной выборки с расчётом потерь ЭЭ детерминированным, вероятностно-статистическим и комбинированным способами. Среднее значение относительной ошибки составило $-0,55\%$. На примере участка сети филиала ПАО «МРСК Сибири»–«Хакасэнерго» выполнен расчёт интегральных характеристик детерминированным, вероятностно-статистическим и комбинированным способами. Относительная ошибка средневзвешенного значения потерь ЭЭ составила $+0,31\%$.

6. Проведён сравнительный анализ результатов расчёта потерь ЭЭ, полученных с помощью сертифицированного программного комплекса РАП–стандарт и разработанного комплекса POTERI. Относительная погрешность суммарных результатов не превышает $-0,14\%$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа эксплуатации распределительных сетей, а также детерминированного и вероятностно-статистического подходов к расчёту и анализу потерь ЭЭ сформированы необходимая теоретическая база, методики, алгоритмы и программный комплекс, позволяющий определять интегральные характеристики режимов электрических сетей с достаточной для практических целей точностью.

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 напряжением 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 кор-

ректировку 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 [141, 142].

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АСКУЭ – автоматизированная система учета и контроля электроэнергии

ВЛ – воздушные линии

ГУ – головной учёт

ГЭН – график электрических нагрузок

ЕЭС – единая энергосистема

ИП – источник питания

ЛЭП – линия электропередач

МКМ – матрица корреляционных моментов

МО – математическое ожидание

МЭС – магистральные электрические сети

ОГН – ортогональный график нагрузок

ПС – подстанция

ПЭС – предприятие электрических сетей

РСК – распределительные сетевые компании

РЭС – распределительные электрические сети

СВ – секционный выключатель

ТИ – телеизмерение

ТП – трансформаторная подстанция

УР – установившиеся режимы

УУН – уравнение узловых напряжений

УУР – уравнение установившихся режимов

ЦП – центры питания

ЭН – электрическая нагрузка

ЭС – электрическая система

ЭЭ – электрическая энергия

ЭЭС – электроэнергетическая система

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Липес, А.В. Статистическое определение некоторых интегральных характеристик режимов электрических систем / А.В. Липес, А.А. Герасименко, В.А. Ухалов. – М.: Информэнерго, 1978. –13с. – Деп. рукопись в ВИНТИ.
2. Поспелов, Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч; под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
3. Манусов, В.З. Расчёт интегральных показателей режимов работы электрических систем вероятностными методами / В.З. Манусов, Ю.Н. Кучеров, О.Н. Шепилов // Изв. СО АН СССР. Сер. техн. наук. 1981. Вып. 3. – С. 130–136.
4. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.
5. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И.Фурсанов.– Мн.: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 207 с.
6. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
7. Федеральный закон об электроэнергетике (с изменениями на 29 июля 2018 года) [Электронный ресурс]. – 2018. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901856089>.
8. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294850/4294850797.htm>.
9. Изменение №1 «Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: РД 34.09.101-94 (М.: СПО

ОРГРЭС, 1995) (утв. Минтопэнерго РФ 22.09.1998) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://meganorm.ru/Index2/1/4294850/4294850797.htm#4294854954>.

10. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке (с изменениями на 29 марта 2018 года) (редакция, действующая с 28 апреля 2018 года) [Электронный ресурс]. – 2018. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901908404>.

11. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям (с изменениями на 1 февраля 2010 года) [Электронный ресурс]. – 2010. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/902143004>.

12. Кабаков, А.А. Современное состояние проблемы расчёта и анализа потерь ЭЭ [Электронный ресурс] / А.А. Кабаков, А.А. Попов // Молодой ученый. – 2017. – №12. – С. 56-59. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/146/41090/>.

13. Беляевский, Р.В. Снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» / Р.В. Беляевский, М.В. Григашкин // Инновации в технологиях и образовании: сб. ст. участников VII Международной научно-практической конференции «Инновации в технологиях и образовании», 28–29 марта 2014 г.: в 4 ч. / Филиал КузГТУ в г. Белово. – Белово: Изд-во филиала КузГТУ в г. Белово, Россия; Издво ун-та «Св. Кирилла и Св. Мефодия», Велико Тырново, Болгария, 2014. – Ч. 1. – С. 197–201.

14. Могиленко, А.В. Эффективность электросетевых компаний. Показатели для оценки уровня потерь / А.В. Могиленко // Новости электротехники. – 2006. – №6. – С. 31–33.

15. Воротницкий, В.Э. Снижение потерь электроэнергии. Стратегиче-

ский путь повышения энергетической эффективности сетей / В.А. Овсейчук, Г.П. Кутовой // Новости электротехники. – 2015. – №4(94). – 22 с.

16. Войтов, О.Н. Алгоритмы определения потерь электроэнергии в электрической сети / О.Н. Войтов, И.И. Голуб, Л.В. Семенова // Электричество. – 2010. – № 9. – С. 38–45.

17. Анисимов, Л.П. Алгоритмическое и программное обеспечение задач расчёта потерь энергии в электрических сетях в новых экономических условиях / Л.П. Анисимов, Е.О. Ильина, В.Р. Колин [и др.]. – М.: Информ-энерго, 1990. – 52 с.

18. Герасименко, А.А. Алгоритм и программа оценки нагрузок трансформаторных подстанций распределительных сетей / А.А. Герасименко, А.В. Тихонович // Вестник КрасГАУ, вып. 1. – Красноярск: КрасГАУ. – 2007. – С. 252–257.

19. Керимов, А.М. Расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.М. Керимов, Е.Б. Гурфинкель, А.С. Степанов // Электричество. – 1985. – №9. – С. 5–9.

20. Дерзский, В. Методические аспекты нормирования технологического расхода электроэнергии в распределительных сетях [Электронный ресурс] / ЭСКО Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2005. – №10. – С. (8). – Режим доступа: http://esco.co.ua/journal/2005_10/art27.htm.

21. Железко, Ю.С. Нормирование технологических потерь электроэнергии в сетях. Новая методология расчета / Ю.С. Железко // Новости электротехники. – 2003. – №5(23). – С. 23–27.

22. Воротницкий, В.Э. Норматив потерь электроэнергии в электрических сетях / В.Э. Воротницкий // Новости электротехники. – 2003. – № 6. – С. 50–53.

23. Программный комплекс «РАП–стандарт» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rap-standart.ru>.

24. Программный комплекс «РТП» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rtp3.ru/about.htm>.

25. Воротницкий, В.Э. Многоуровневый интегрированный комплекс программ РТП для расчётов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях Мосэнерго / В.В. Кузьмин, А.А. Чугунов, В.Э. Воротницкий и др. // Электрические станции. – 2004. – №6. – С. 35–45.

26. Лыкин, А.В. Программа расчёта потерь электрической энергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ / А.В. Лыкин, В.М. Левин, В.Т. Чернев // Электротехника: сб. науч. тр. – Новосибирск: НГТУ, 2000. – С. 93–103.

27. Воротницкий, В.Э. Программа расчёта технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6–10 кВ / В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина // Электрические станции. – 1999. – № 8. – С. 38–42.

28. Герасименко, А.А. Развитие программного обеспечения по расчёту и анализу технических потерь электроэнергии / А.Э. Бобров, А.А. Герасименко, В.Н. Гиренков, Г.С. Тимофеев // Достижения науки и техники – развитию сибирских регионов. Вторая Всеросс. научно-практическая конференция с международ. участием и выставка. – Красноярск: КГТУ, 2000. – С. 196 – 198.

29. Герасименко, А.А. Применение ЭЦВМ в электроэнергетических расчетах: учебное пособие / А.А. Герасименко. – Красноярск: Изд. КПИ, 1983. – 116 с.

30. Герасименко, А.А. Математическое обеспечение расчётов режимов энергосистем на ЭЦВМ / А.А. Герасименко, О.П. Звягина // Автоматизация электроприводов и оптимизация режимов электропотребления. – Красноярск: КПИ, 1985. – С.28.

31. Железко, Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: НЦ ЭНАС, 2005. – 280 с.

32. Арзамасцев, Д.А. Учёт вероятностного характера нагрузок при расчетах электрических сетей / Д.А. Арзамасцев, Ю.С. Складов // Электричество. – 1966. – №4. – С. 43–46.

33. Шапиро, И.З. Вероятностно-статистические модели для определения и прогнозирования потерь энергии в распределительных сетях 6–10 кВ / И.З. Шапиро // Изв. вузов СССР. Энергетика. – 1978. – №4, – С. 15–19.

34. Сыч, Н.М. Опыт вероятностно-статистической оценки потерь энергии в распределительных электрических сетях / Н.М. Сыч, А.Ф. Уласевич, М.И. Фурсанов // Изв. вузов. Энергетика. – 1975. – №4.1. – С. 117–200.

35. Липес, А.В. Применение методов математической статистики для решения электроэнергетических задач: учебное пособие / А.В. Липес. – Свердловск, изд. УПИ им. С.М. Кирова, 1983. – 88 с.

36. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – 3-е изд., перераб. (для бакалавров) – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.

37. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (в ред. распоряжения Правительства РФ от 18.07.2015 N 1399-р) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rosseti.ru/about/mission/511_R.pdf.

38. Бохмат, И.С. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электроэнергетических системах / И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татаринов // Электрические станции. – 1998. – №9. – С. 53–59.

39. Беляевский, Р.В. Исследование структуры технологических потерь электроэнергии в электрических сетях ТСО / Р.В. Беляевский, В.М. Ефременко // Инновации в технологиях и образовании: сб. ст. участников VIII Международной научно-практической конференции «Инновации в технологиях и образовании», 5–6 марта 2015 г.: в 5 ч. / Филиал КузГТУ в г. Белово. – Белово: Издво филиала КузГТУ в г. Белово, Россия; Изд-во ун-та «Св. Кирилла и Св. Мефодия», Велико Тырново, Болгария, 2015. – Ч. 2. – С. 189–191.

40. Герасименко, А.А. Расчёт, оценка технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Развитие теплоэнергетического комплекса города. Материалы II Всероссийской научно-практ. конф. и выставки по проблемам энергоэффективности. – Красноярск, 2001. – Ч.1– С. 93–96.

41. Герасименко, А.А. Оценка нормативных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, А.Э. Бобров, А.В. Тихонович // Оптимизация режимов работы электрических систем: вежвуз. Сб. науч. тр. / Отв. ред. С.Р. Залялеев. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – С. 184–199.

42. Герасименко, А.А. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, Д.А. Куценов, Г.С. Тимофеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2005. – №5. – С. 38–43.

43. Могиленко, А.В. Потери электроэнергии в электрических сетях различных государств / А.В. Могиленко // Электрика. – 2005. – №3. – С. 33.

44. Яковлев, А.С. Энергоэффективность и энергосбережения в России на фоне опыта зарубежных стран / Г.А. Барышева // Известия томского политехнического университета. – 2012. – №6. – С. 25-30

45. Годовые отчёты ОАО «Россети» и ПАО «Россети» на 2010–2017 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/investors/info/year/>.

46. Филиал ОАО «МРСК Сибири» – «Хакасэнерго». [Электронный ресурс]. – 2018. – Режим доступа: <https://www.mrsk-sib.ru/index.php?lang=ru19>.

47. Федеральная служба государственной статистики. Электробаланс 2005–2017 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/#.

48. Пейзель, В.М. Расчёт технических потерь энергии в распределении

тельных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АС-ДУ/ В.М. Пейзель, А.С. Степанов // Электричество. – 2002. – №3. – С. 10–15.

49. Черемисин, Н.М. Расчёт потерь электроэнергии в реальном времени в электрических сетях 0,38 кВ с использованием АСКУЭ и PLC–технологий / Н.М. Черемисин, А.А. Мирошник // Электрические станции. – 2010. – С. 30–34.

50. Арзамасцев, Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. – М.: Высш. шк., 1983. – 208 с.

51. Мантров, В.А. Анализ и планирование суточных режимов питающих сетей 110–220 кВ на основе телеизмерений / В.А.Мантров // Электрические станции. – 2011. – №1. – С. 28–34.

52. Мозгалёв, В.С. Информационное обеспечение автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями / В.С. Мозгалёв, С.Н. Тодирка, В.А. Богданов // Электрические станции. – 2001. – № 10. – С. 13–19.

53. Фурсанов, М.И. Автоматизированная система управления электрическими сетями 35 кВ и выше / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, А.Н. Муха [и др.] // Изв. вузов и энергет. объединений СНГ. Энергетика. – 2004. – №5. – С. 23–34.

54. Савина, Н.В. Системные исследования потерь электроэнергии при функционировании РЭС / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов // Вестник ИргТУ. – 2012. – №1(60). – С. 142-148.

55. Горюнов В.Н. Анализ погрешностей расчёта температуры и потерь мощности по базовому и приближённым уравнениям теплового баланса воздушных линий электропередач / В.Н. Горюнов, С.С. Гиршин, Е.А. Кузнецов, Е.В. Петрова // Журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2015. – №1-1. – 210 с.

56. Лукутин, Б.В. Повышение надёжности и качества электроснабжения потребителей / Б.В. Лукутин, В.А. Вайнштейн, Ю.В. Хрущев // Известия

Томского политехнического университета. – 2003. Т.306. – №1. – С. 144-148.

57. Воропай, Н.И. Оценка надёжности подстанции вероятностным методом / Н.И. Воропай, А.В. Дьяченко // Электрические станции. – 2011. – №1. – С. 35–41.

58. СТО 70238424.29.240.01.008-2009. Электрические сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200093603>.

59. Аварийность в электрических сетях 110 кВ и выше ЕЭС России. [Электронный ресурс]. – 2018. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru>.

60. Сводные данные о среднем времени ликвидации аварийного режима, объёме недопоставленной электроэнергии и экономическом ущербе. [Электронный ресурс]. – 2018. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/consumers/>.

61. Комлев, Ю.М. Расчёт транзитных потерь электроэнергии в радиальных сетях систем электроснабжения / Ю.М. Комлев // Электрические станции. – 2011. – №5. – С. 25–30.

62. Горюнов В.Н. Алгоритмы прогнозирования потерь в проводах воздушных линий с учётом температуры / В.Н. Горюнов, Е.В. Петрова, С.С. Гришин, А.В. Бубнов, Е.А. Кузнецов // Журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2014. – №5. – 282 с.

63. Герасименко, А.А. Учет схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов при расчёте потерь электроэнергии по данным головного учета / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, И.В. Шульгин // Вестник КрасГАУ, выпуск 3. – Красноярск. – 2008. – С. 287–293.

64. Герасименко, А.А. Методика, алгоритм и программа расчета технических потерь ЭЭ в распределительных сетях энергосистем / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Вестник электроэнергетики. – 2001. – №4. – 74 с.

65. Герасименко, А.А. Влияние загрузки распределительных сетей

на погрешность расчёта технических потерь электроэнергии / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, Д.А. Куценов // Достижения науки и техники – развитию сибирских регионов. Всероссийская научно-методич. конф. и выставка: – Красноярск, 2003. – С. 120–122.

66. Герасименко, А.А. Повышение эффективности алгоритма расчёта потерь электроэнергии и рабочих режимов в распределительных сетях энергосистем / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Оптимизация режимов работы электрических систем. Межвуз. сб-к науч. тр.: ИПЦ КГТУ. – Красноярск, 2004. – С. 261–271.

67. 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.

68. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики: учебник для студентов вузов / Под ред. В.А. Веникова – 2-е изд. – М.: Высш. школа, 1981. – 288 с.

69. Липес, А.В. Математические задачи энергетики: учебное пособие / А.В. Липес. – Свердловск. УПИ, 1980. – 84 с.

70. Обухов, С.Г. Математическое моделирование в системах электроснабжения: учебное пособие / С.Г.Обухов. – Томск: Томский политехнический университет.: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 84 с.

71. Гольденблат, Б.И. Применение математического оптимального программирования для задач электроснабжения промышленных предприятий / Б.И. Гольденблат // Электричество. – 1971. – №2. – С. 21-24.

72. Ананичева, С.С. Модели развития электроэнергетических систем: учебное пособие / С.С. Ананичева, П.Е. Мезенцев, А.Л. Мызин. – Екатеринбург: УрФУ, 2014. – 148 с.

73. Бобков, С.П. Моделирование систем: учебное пособие / С.П. Бобков, Д.О. Бытев: Иван. гос. хим.-технол. ун-т. – Иваново, 2008. – 156 с.

74. Манусов, В.З. Методы оценивания потерь электроэнергии в условиях неопределенности / В.З. Манусов, А.В. Могиленко // Электричество. – 2003. – №3. – С. 2–8.

75. Шапиро, И.З. Оценка потерь электроэнергии в условиях неопределённости / И.З. Шапиро, М.И. Фурсанов // Автоматизация энергосистем и энергоустановок промышленных предприятий: Сб. науч. тр. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – С. 3–4.

76. Бердин, А.С. Оптимизация системы электроснабжения в условиях неопределенности / А.С. Бердин, С.Е. Кокин, Л.А. Семенова // Промышленная теплоэнергетика. – 2010. – №4. – С. 29-35.

77. Железко, Ю.С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2001. – №12. – С. 19–27.

78. Железко, Ю.С. Интервалы неопределенности расчётных потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко // Электричество. – 2009. – №2. – С. 14–24.

79. Воротницкий, В.Э. Направления совершенствования нормирования потерь ЭЭ в электрических сетях / В.Э. Воротницкий, В.В. Михайлов // Энергоэксперт. – 2013. – № 3. – С. 46 -50.

80. Герасименко, А.А. Комплексный учёт режимно-атмосферных факторов в расчёте активного сопротивления и потерь электроэнергии в ЛЭП / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, И.В. Шульгин // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр. / отв. ред. А. Н. Пахомов. – Красноярск: Сиб. федер. университет, 2008. – С. 232–245.

81. Герасименко, А.А. Определение технических и коммерческих составляющих потерь электроэнергии с учётом схемно-режимных факторов / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев, Д.А. Куценов. – М., – 2004. – 30 с. – Деп.

ВИНИТИ 22.09.04, деп. работа № 1495.

82. Герасименко, А.А. Уточнение технических потерь электроэнергии в воздушных линиях распределительных сетей / А.А. Герасименко, И.В. Шульгин // Сборник докладов III международной научно-практической конференции: Энергосистема: управление, конкуренция, образование. В 2 т. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. – Т.2. – С. 191–196.

83. Тимофеев, Г.С. Программно-алгоритмическая реализация уточнённой методики детерминированного расчёта потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем / Г.С. Тимофеев // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сб-к трудов международной научно-технической конф. студентов, магистрантов, аспирантов 10–12 ноября 2009 г. – Тольятти: ТГУ, 2009. – С. 185–187.

84. Герасименко, А.А. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе вероятностно-статистического моделирования нагрузок / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев, И.В. Шульгин // Известия высших учебных заведений Электромеханика. – 2011. – №1. – С. 71–77.

85. Герасименко, А.А. Стохастический метод расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях / А.А. Герасименко, И.В. Шульгин // Электрические станции. – 2013. – №4. – С. 44–59.

86. Герасименко, А.А. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии: монография/ А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 218 с.

87. 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.

88. Герасименко, А.А. Программа расчёта потерь электроэнергии 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.

89. 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.

90. Арзамасцев, Д.А. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства. / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес // В 5 кн.: Практ. пособие. Под ред. В.А. Веникова. Кн. 1. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.

91. Тихонович, А.В. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе объединения детерминированного и стохастического методов и алгоритмов: автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. техн. наук. – Красноярск, 2008. – 20 с.

92. 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 конф. с международным участием. – Тольятти: ТГУ, 2007. – Ч.1. – С. 80–84.

93. Герасименко, А.А. Совместное применение детерминированного и статистического алгоритмов для определения потерь электроэнергии в распределительных сетях / А.А. Герасименко, Д.А. Куценов // Сб. докладов II Всерос. научно-технической конференции: Энергосистема: управление, качество, конкуренция. – Екатеринбург. Вестник УГТУ-УПИ., 2004. – №12. – С. 128–132.

94. 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.

95. Железко, Ю.С. Принципы и расчётные формулы нормативного планирования потерь ЭЭ в электрических сетях / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 1990. – №11. – С. 73–79.

96. Браун, Дж.В. Методы Монте-Карло. Современная математика для инженеров / Пер. с англ.: Под ред. Э.Ф. Беккенбаха. М.: Изд-во иностр. лит., 1959. – 500 с.

97. Ермаков, С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы / С.М. Ермаков. – изд. 2-е. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1975. – 471 с.

98. Паламарчук, С.И. Вопросы применения метода статистических испытаний при расчете режимов электроэнергетических систем и определение погрешностей вопросы решения / С.И. Паламарчук. – В кн.: труды Иркутского политехнического института, 1972. – вып. 11. – С. 21–37.

99. Черненко, П.А. К вопросу об определении необходимого числа испытаний для оценки влияния погрешности исходных данных на результаты расчета режимов энергосистем с помощью метода Монте-Карло / П.А. Черненко // В кн.: Проблемы технической электродинамики. Киев, 1972. – вып. 36. – С. 70–71.

100. Половко, А.М. Интерполяция. Методы и компьютерные технологии их реализации / А.М. Половко, П.Н. Бутусов. – СПб.: БХВ-Петербург, 2004. – 320 с.

101. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей: учебник для вузов / Е.С. Вентцель. – 7-е изд. стер. – М.: Высш. шк., 2001. – 575 с.

102. Лагутин, М.Б. Наглядная математическая статистика: учебное по-

сание / М.Б. Лагутин. 2-е изд., испр. – Москва: Бином. Лаборатория знаний, 2009. – 472 с.

103. Остыловская, Л.А. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие / Л.А. Остыловская, О.А. Остыловская. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 224 с.

104. Липес, А.В. Применение методов математической статистики для решения электроэнергетических задач: учебное пособие / А.В. Липес. – Свердловск, изд. УПИ им. С.М. Кирова, 1983. – 88 с.

105. Поспелов, Г.Е. Вероятностная оценка величины потерь энергии в распределительных электрических сетях / Г.Е. Поспелов, С.К. Гурский, Н.М. Сыч и др. – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1973. – № 5. – С. 131–135.

106. Герасименко, А.А. Вероятностно-статистическое определение потерь электроэнергии в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных сетях / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев, И.В. Шульгин // Энергетика в современном мире: материалы IV Всероссийской научно-практической конф. – Чита: ЧитГУ, 2009. – Ч.1. – С. 214–221.

107. Герасименко, А.А. Факторное моделирование нагрузок распределительных сетей электроэнергетических систем / А.А. Герасименко, А.В. Тихонович // Вестник Ассоциации выпускников КГТУ. – 2005. – Выпуск 12. – С. 147–156.

108. Герасименко, А.А. Расчёт потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях на основе вероятностно-статистического моделирования нагрузок / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев, И.В. Шульгин // Известия высших учебных заведений Электромеханика. – 2011. – № 1. – С. 71–77.

109. Герасименко, А.А. Статистическое моделирование электрических нагрузок в задаче определения интегральных характеристик систем распределения электрической энергии: монография / А.А. Герасименко, И.В. Шуль-

гин. – Красноярск: СФУ, 2014. – 208 с.

110. Арзамасцев, Д.А. Применение метода главных компонент для моделирования нагрузок электрических систем в задаче оптимальной компенсации реактивной мощности / Д.А. Арзамасцев, А.А. Герасименко, А.В. Липес // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1980. – № 12. – С. 18–23.

111. Герасименко, А.А. Применение компонентного анализа для определения интегральных характеристик электрических систем / А.А. Герасименко, А.В. Липес // Оптимизация режимов электропотребления промышленных предприятий и районов. Межвузовский сборник. – Красноярск. КПИ, 1982. – С. 101–110.

112. Надтока, И.И. Применение методов компонентного анализа для моделирования и классификации графиков электрической нагрузки / И.И. Надтока, А.В. Седов, В.П. Холодков // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 1993. – № 6. – С. 21–29.

113. 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.

114. 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.

115. 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 про-

мышленность». – Москва. – 2017. – №3. – С. 12-16.

116. 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.

117. Волобринский, С.Д. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн [и др.]. – Л.: Энергия, 1971. – 264 с.

118. 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.

119. Герасименко, А.А. Общая алгоритмическая структура программы «POTERI V1.1» расчёта потерь электроэнергии / 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.

120. Черненко, П.А. К вопросу об определении необходимого числа испытаний для оценки влияния погрешности исходных данных на результаты расчёта режимов энергосистем с помощью метода Монте-Карло / П.А. Черненко // Проблемы технической электродинамики. – Киев, 1972. – Вып. 36. С. 70–71.

121. Авраменко, А.Б. Планирование и анализ потерь энергии в электрических сетях с помощью регрессионных моделей / А.Б. Авраменко, В.А. Богданов, Е.И. Петряев, М.Г. Портной // Электрические станции. – 1987. – №4. – С. 6–9.

122. Морозов, А.В. Определение потерь электроэнергии с помощью корреляционно-регрессионных моделей / А.В. Морозов // Электрика. – 2005.

– №3. – С. 31–32.

123. Математическое моделирование и проведение натурного эксперимента: учебное пособие по теоретическому курсу / Под. ред. В.Н. Тимофеева, Е.А. Головенко, Е.В. Кузнецова. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2007. – 467 с.

124. Амосов, А.А. Вычислительные методы для инженеров: учебное пособие / А.А. Амосов, Ю.А. Дубинский, Н.В. Копченкова. – М.: Высш. шк., 1994. – 544 с.

125. Герасименко, А.А. Программно-математический комплекс расчёта установившихся режимов электрических систем: Учебно-методическое пособие / А.Э. Бобров, А.А. Герасименко, В.Н. Гиренков, В.В. Нешатаев. – Красноярск: КГТУ, 1999. – 112 с.

126. 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).

127. 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.

128. Железко, Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2001. – №8. – С. 19–24.

129. 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.

130. 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.

131. 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.

132. Герасименко, А.А. Решение уравнений узловых напряжений в задачах расчёта, анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем / А.А. Герасименко, В.Б. Нешатаев, Г.С. Тимофеев // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск. СФУ, 2008. – С. 32–47.

133. Идельчик, В.И. Расчёты установившихся режимов электрических систем / В. И. Идельчик. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

134. Михлин, С.Г. Приближённые методы решения дифференциальных и интегральных уравнений / С.Г. Михлин, Х.Л. Смолицкий. – Москва: – Изд. «Наука», 1965 г. – 384 с.

135. Тьюарсон, Р. Разреженные матрицы / Р. Тьюарсон. – М.: Мир, 1977. – 189 с.

136. Брамеллер, А. Слабозаполненные матрицы / А. Брамеллер, Р. Аллан, Я. Хэмэм. – М.: Энергия, 1979. – 192 с.

137. 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.

138. 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.

139. Герасименко, А.А. Расчёт потерь электроэнергии и рабочих режимов в распределительных сетях энергосистем / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Оптимизация режимов работы систем электроприводов: Межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск, 2002. – С. 75–95.

140. Паздерин, А.В. Расчёт технических потерь электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения / А.В. Паздерин. Электрические станции. – 2004. – №12. – С.44–49.

141. 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.

142. 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.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Принципиальные схемы для определения весового сочетания детерминированного и вероятностно-статистического методов [92, 115]

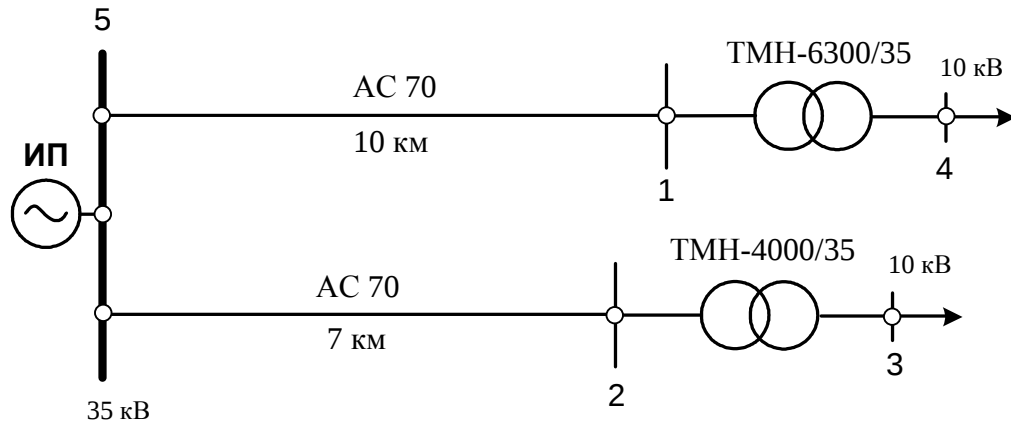


Рисунок А.1. Принципиальная схема 1

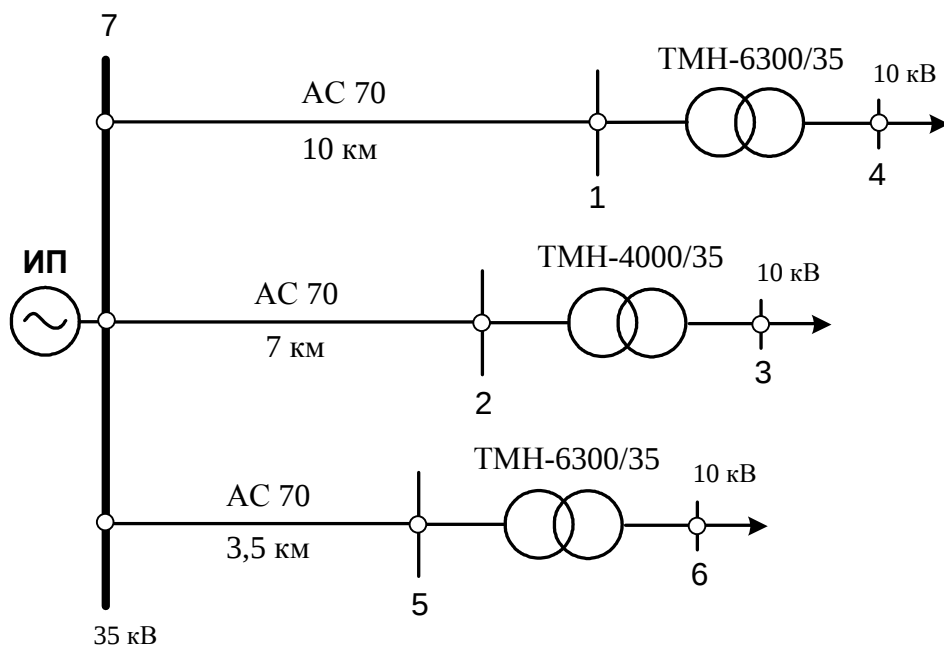


Рисунок А.2. Принципиальная схема 2

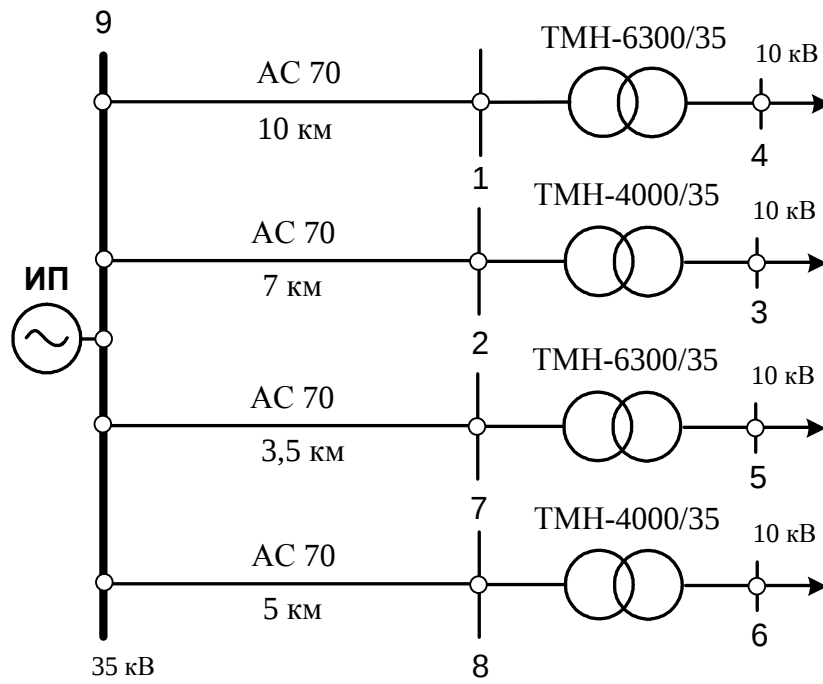


Рисунок А.3. Принципиальная схема 3

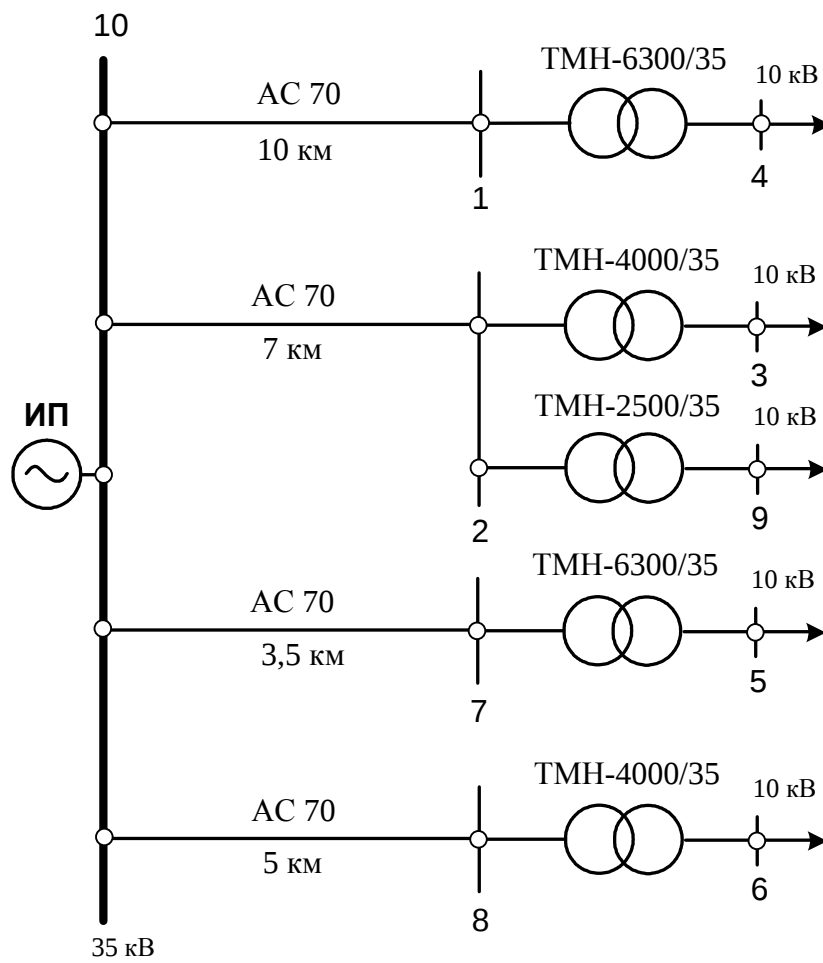


Рисунок А.4. Принципиальная схема 4

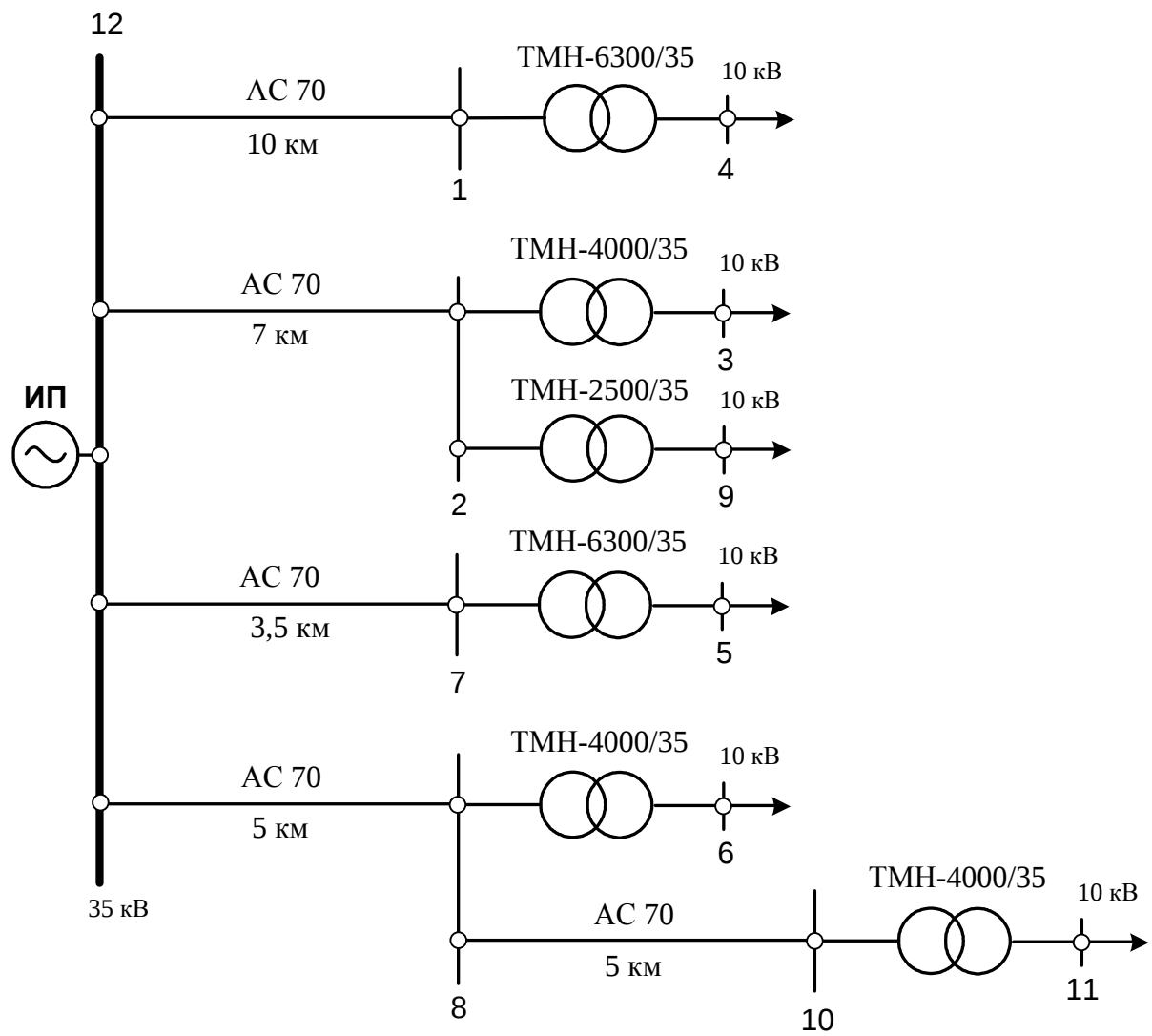


Рисунок А.5. Принципиальная схема 5

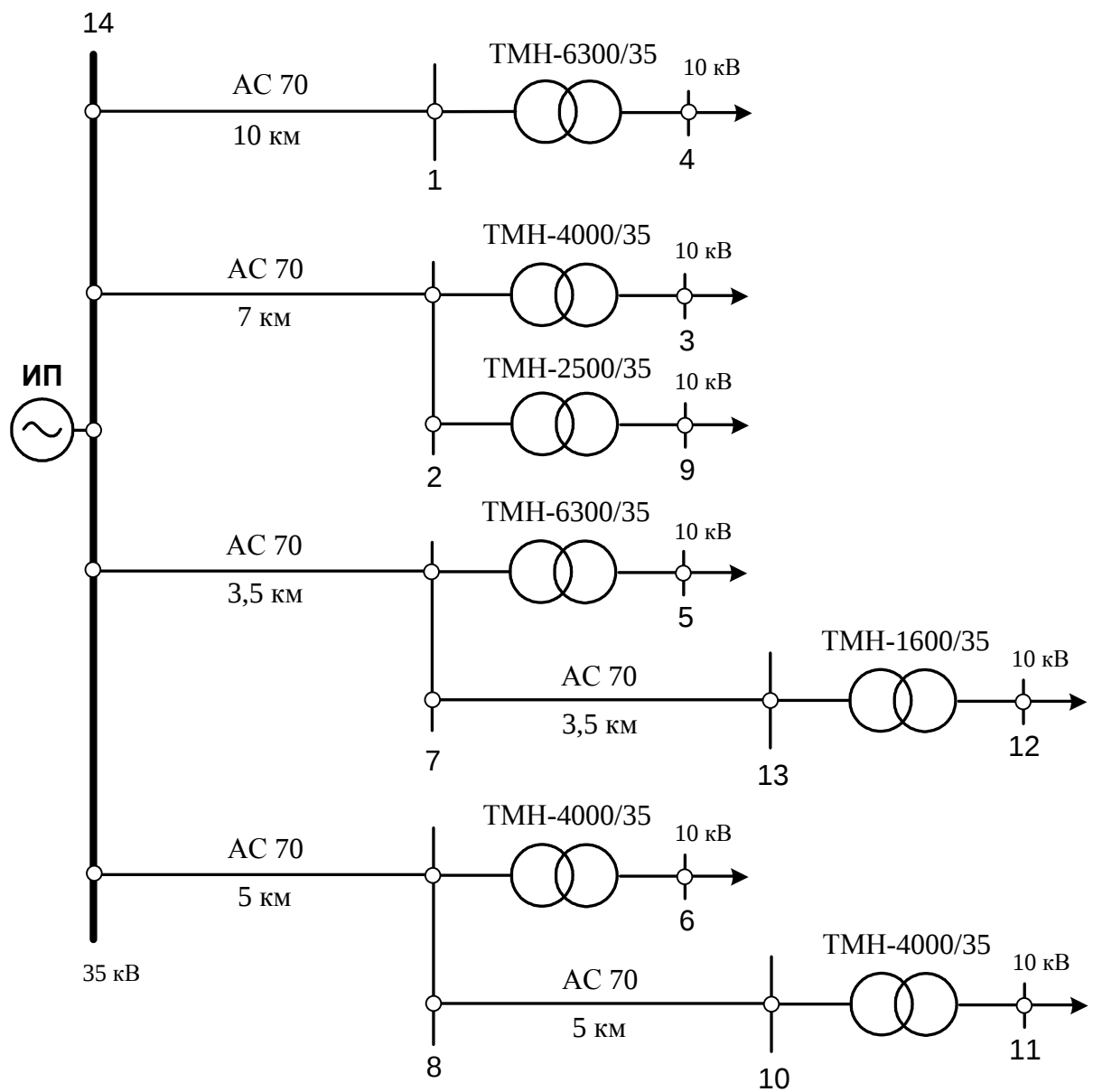


Рисунок А.6. Принципиальная схема 6

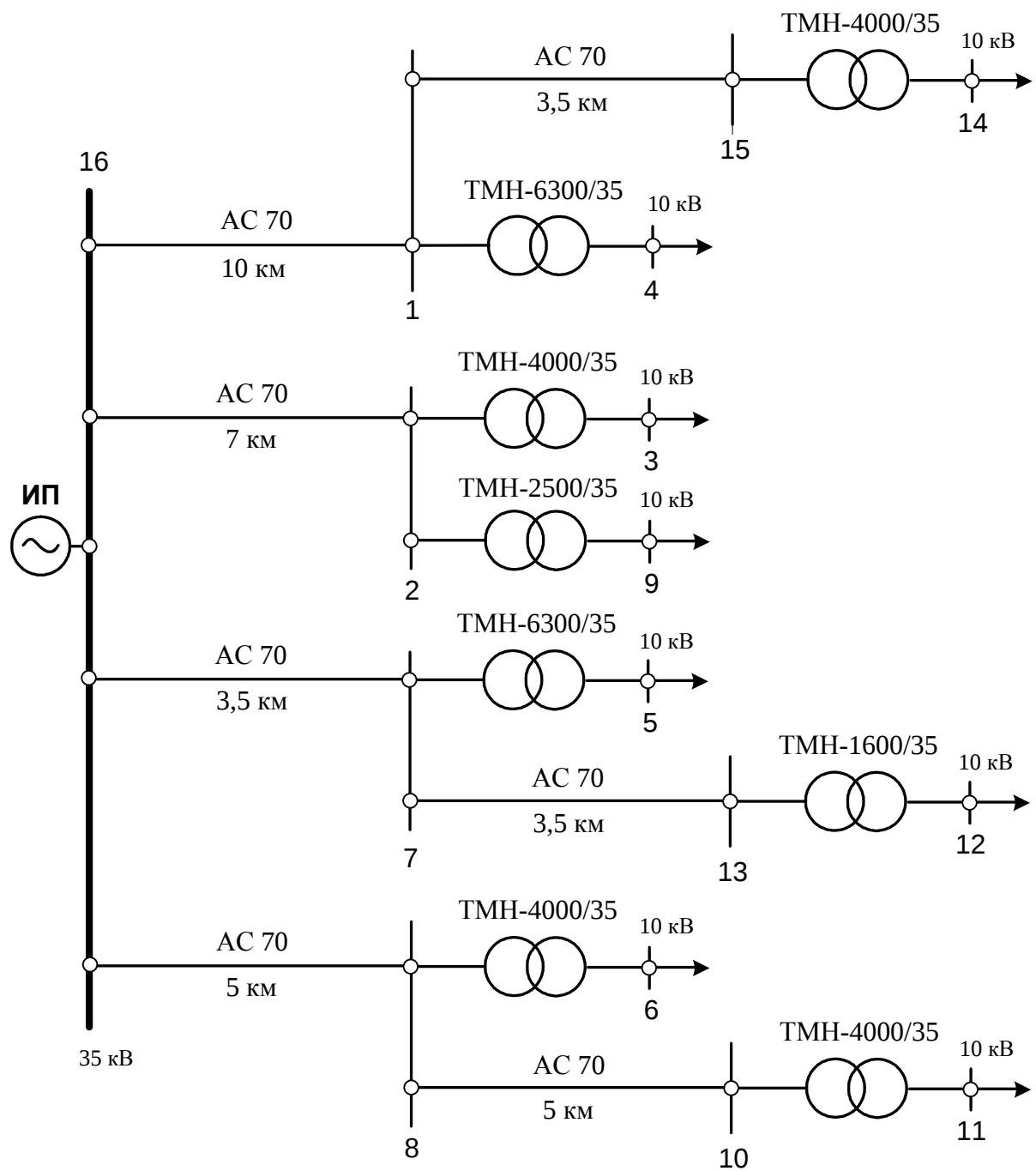


Рисунок А.7. Принципиальная схема 7

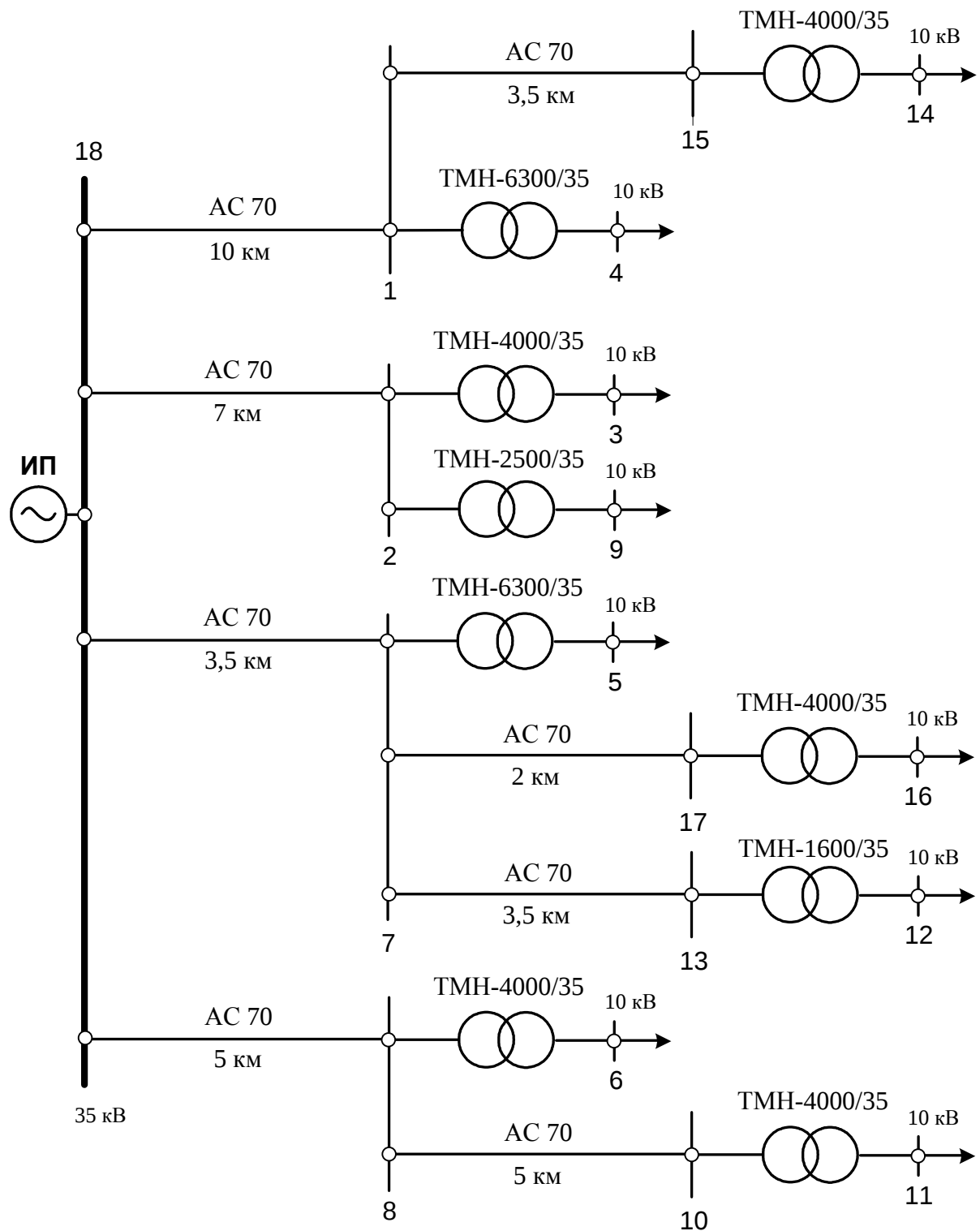


Рисунок А.8. Принципиальная схема 8

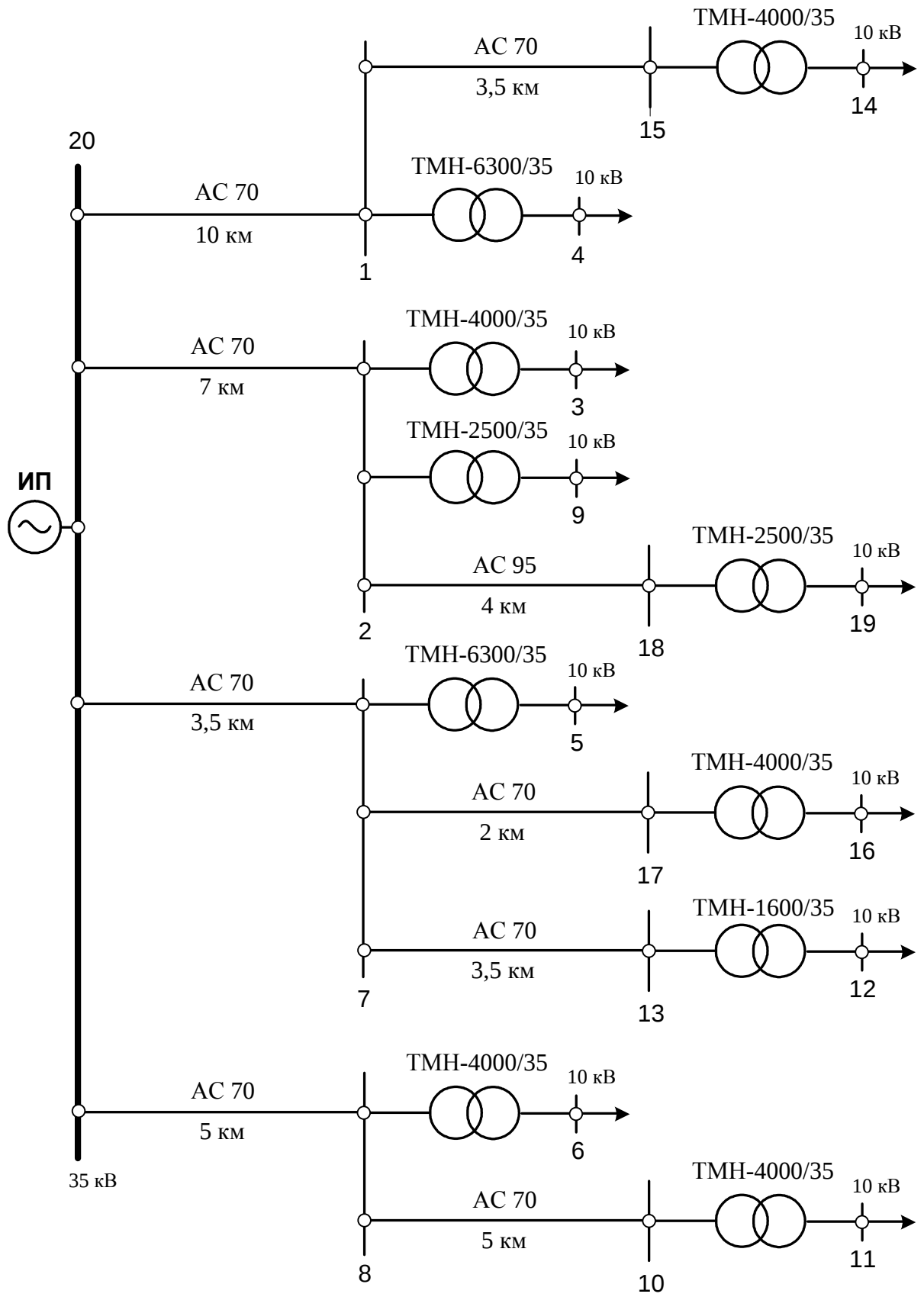


Рисунок А.9. Принципиальная схема 9

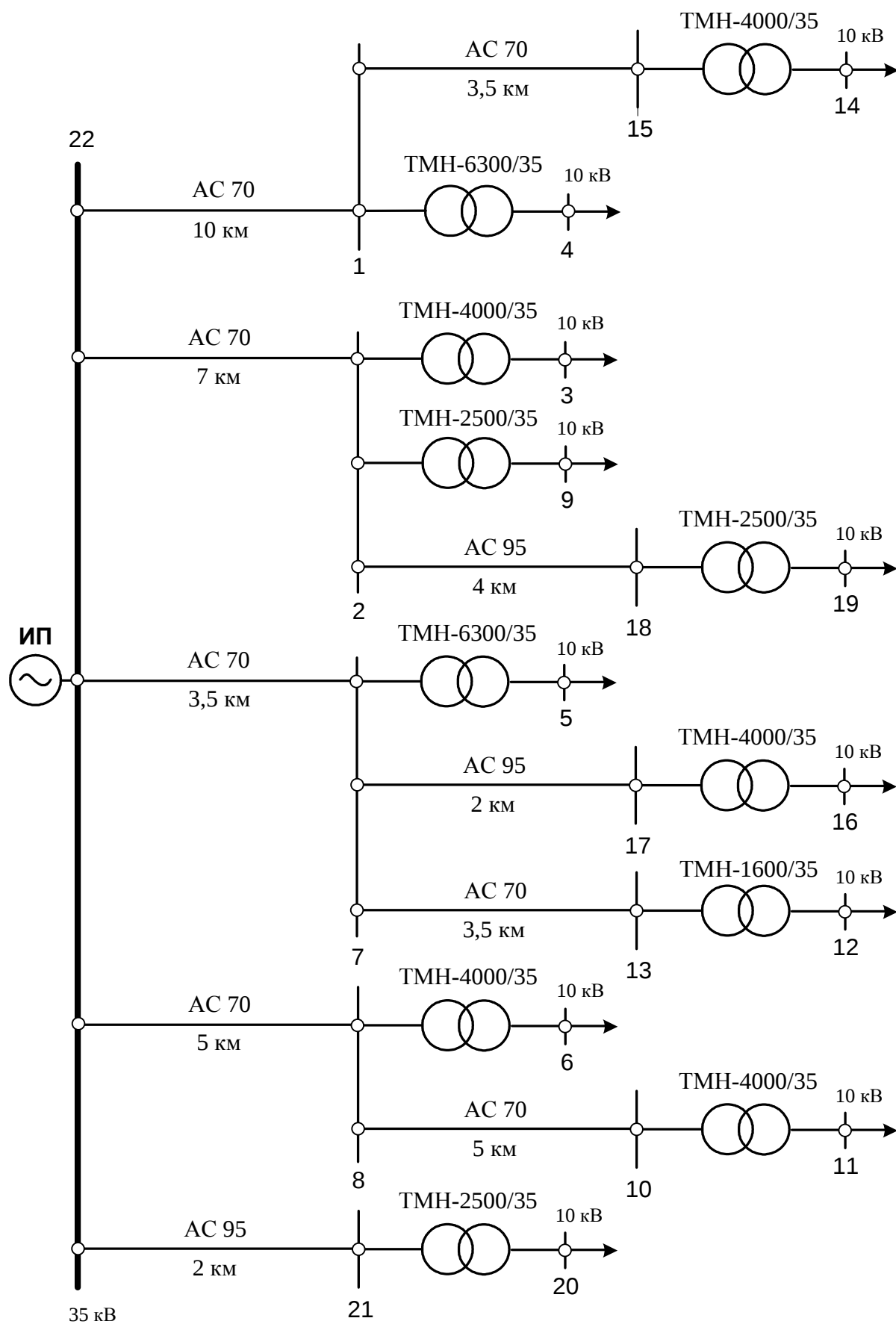


Рисунок А.10. Принципиальная схема 10

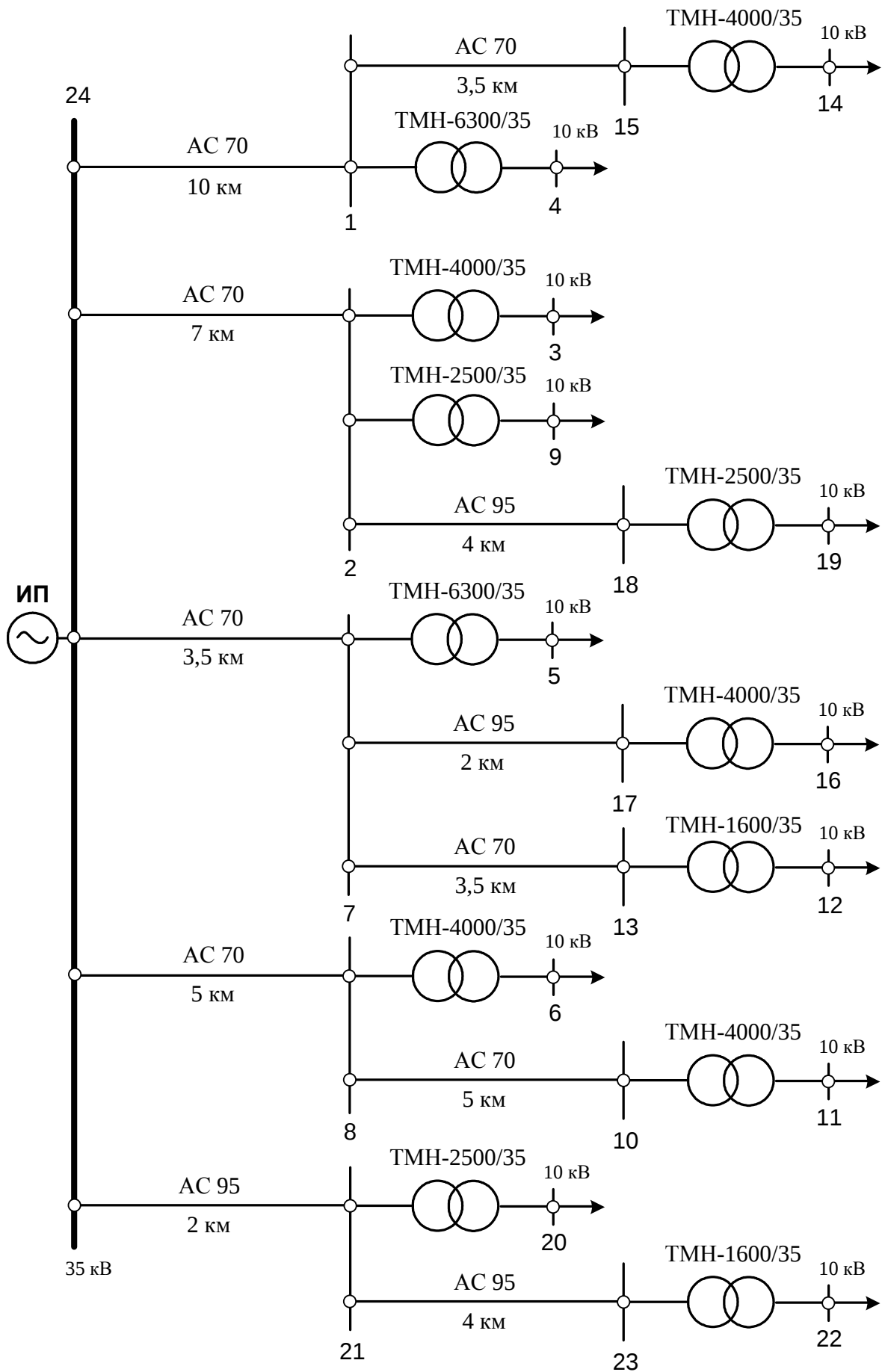


Рисунок А.11. Принципиальная схема 11

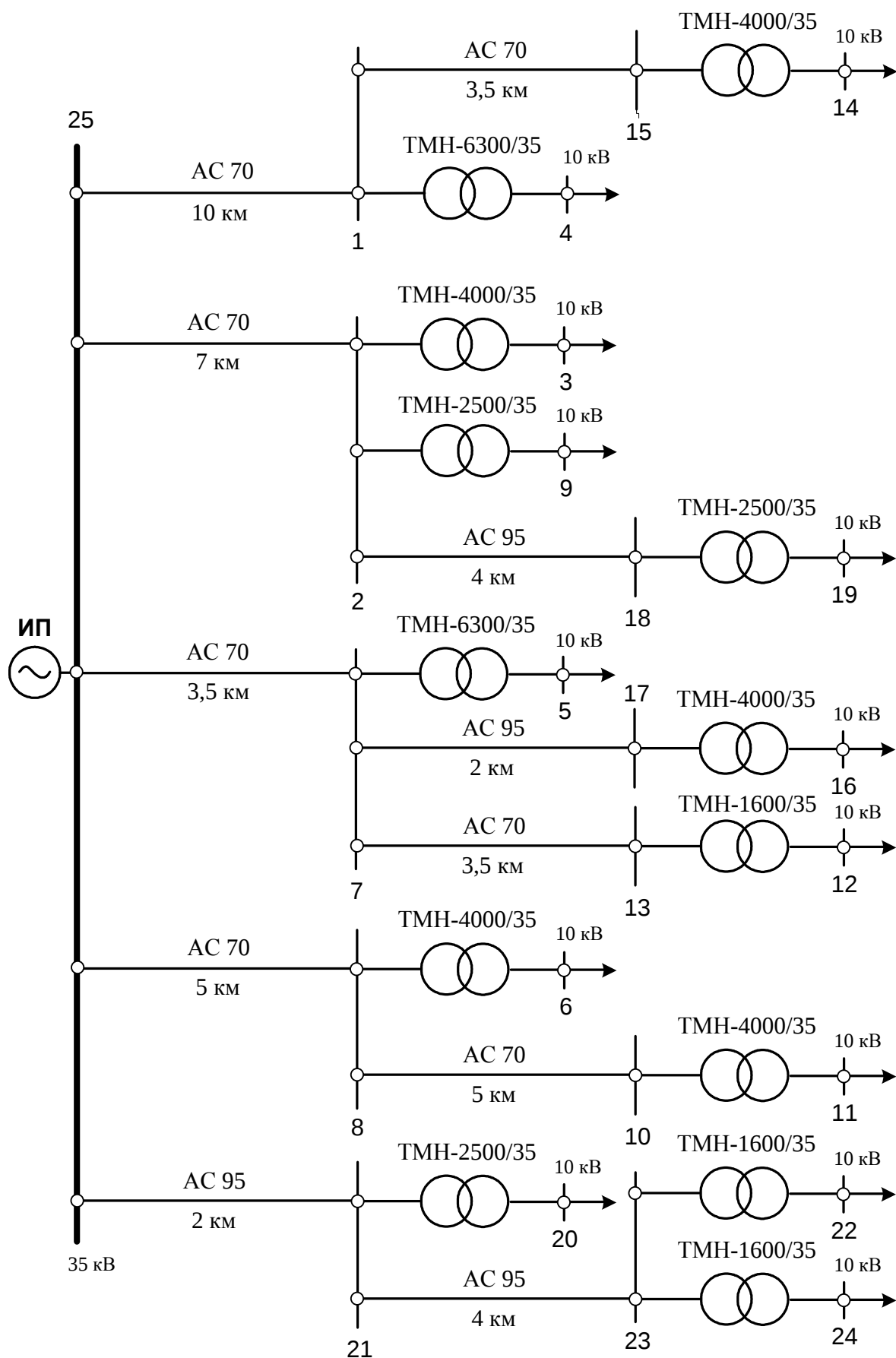


Рисунок А.12. Принципиальная схема 12

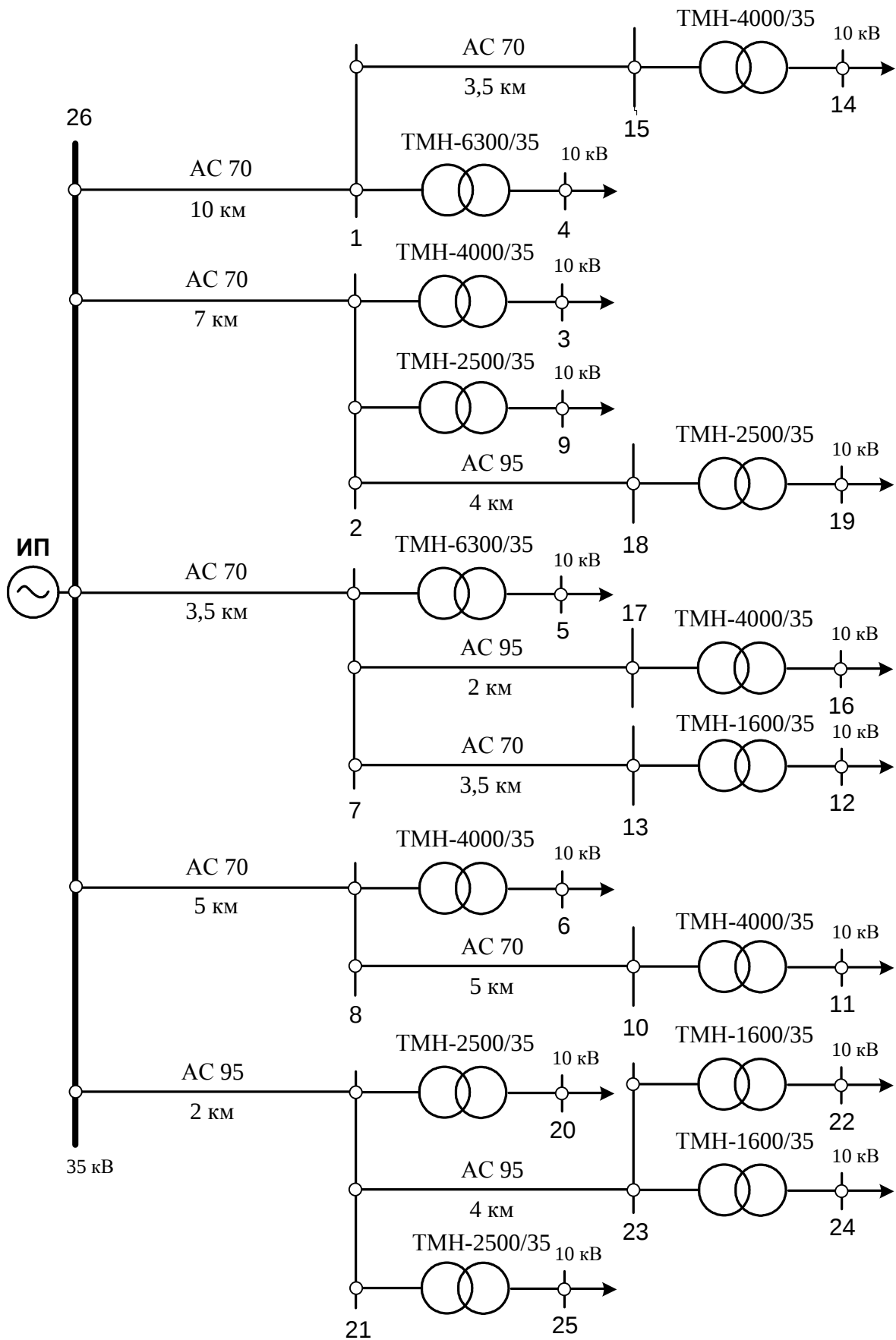


Рисунок А.13. Принципиальная схема 13

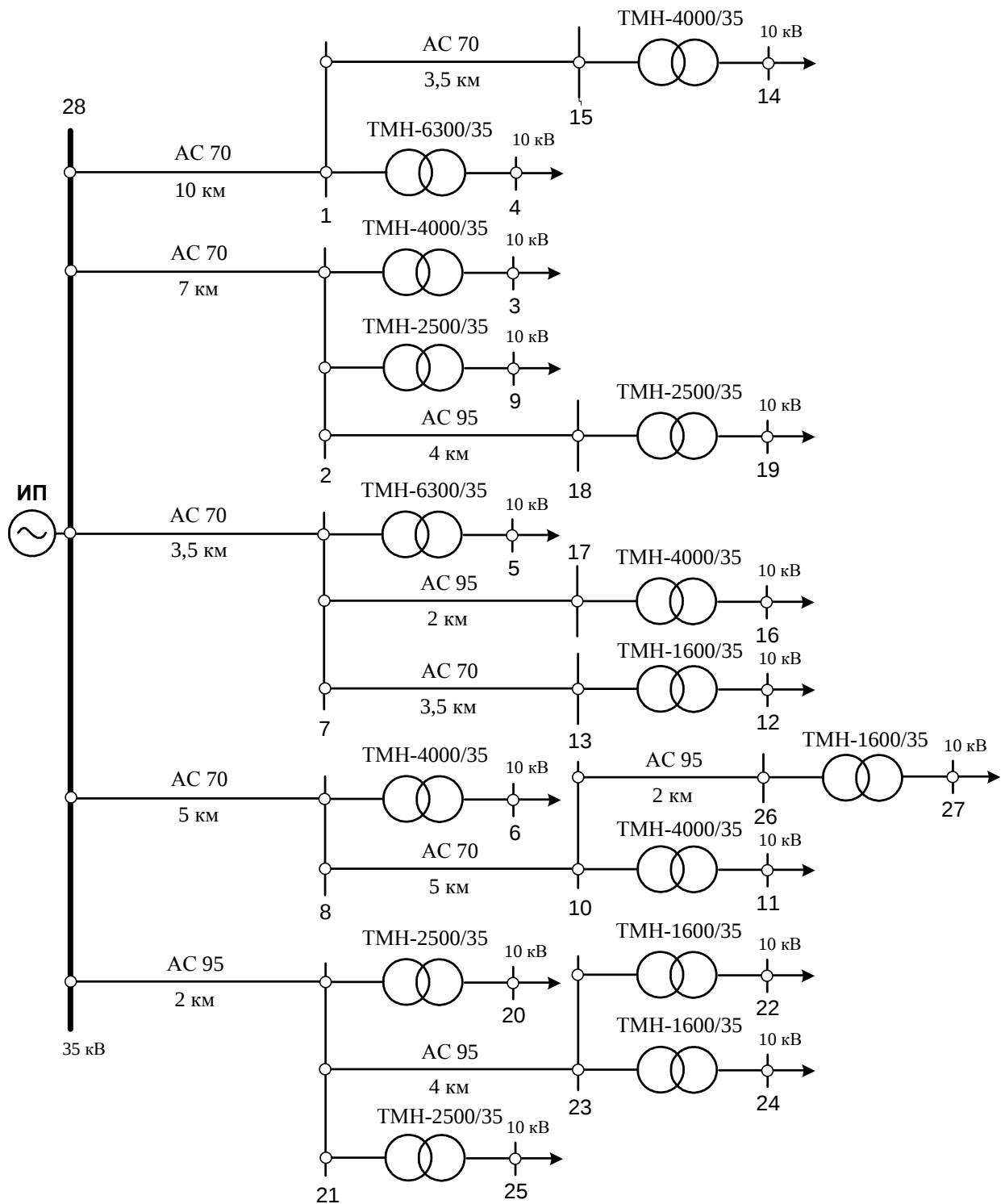


Рисунок А.14. Принципиальная схема 14

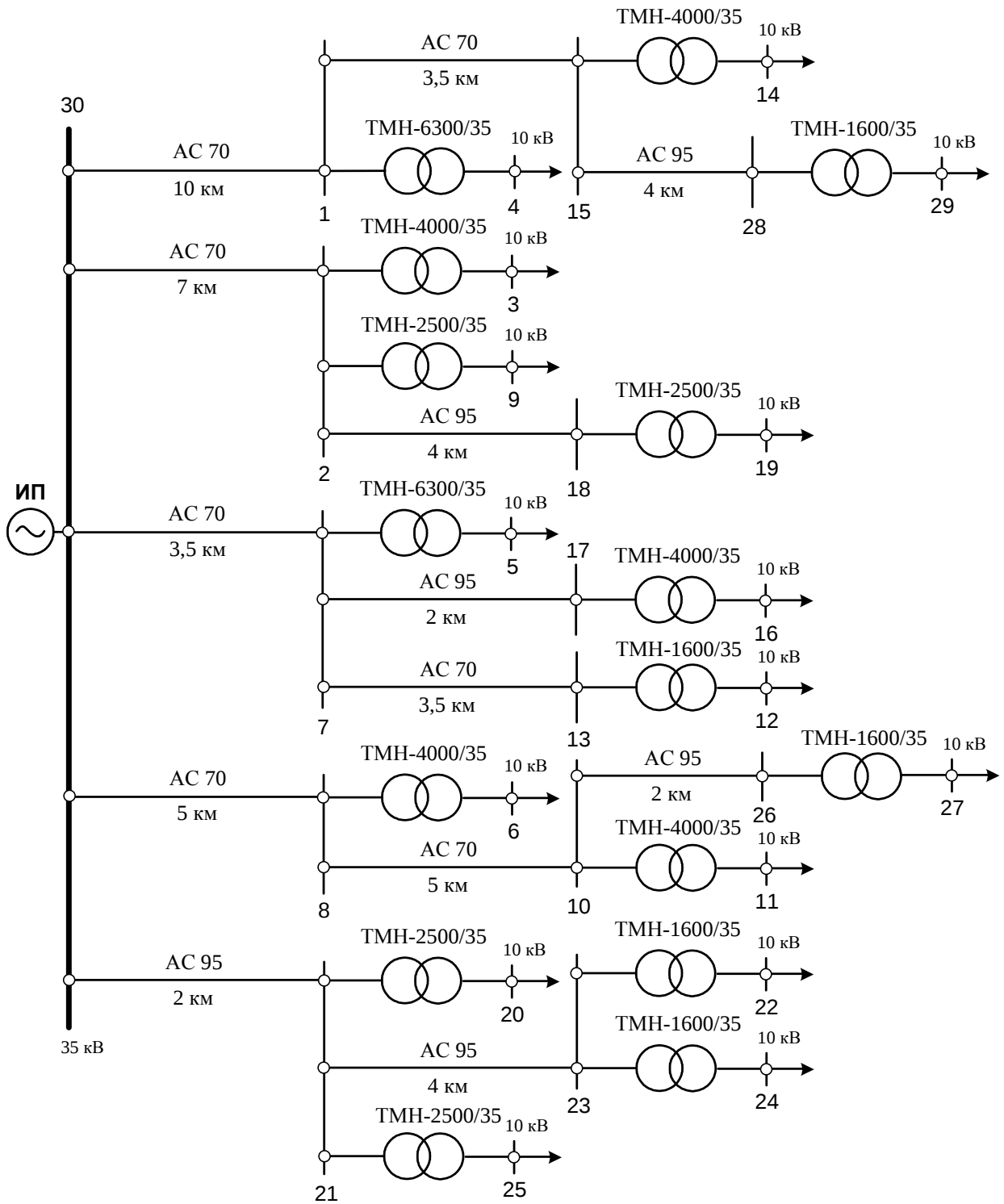


Рисунок А.15. Принципиальная схема 15

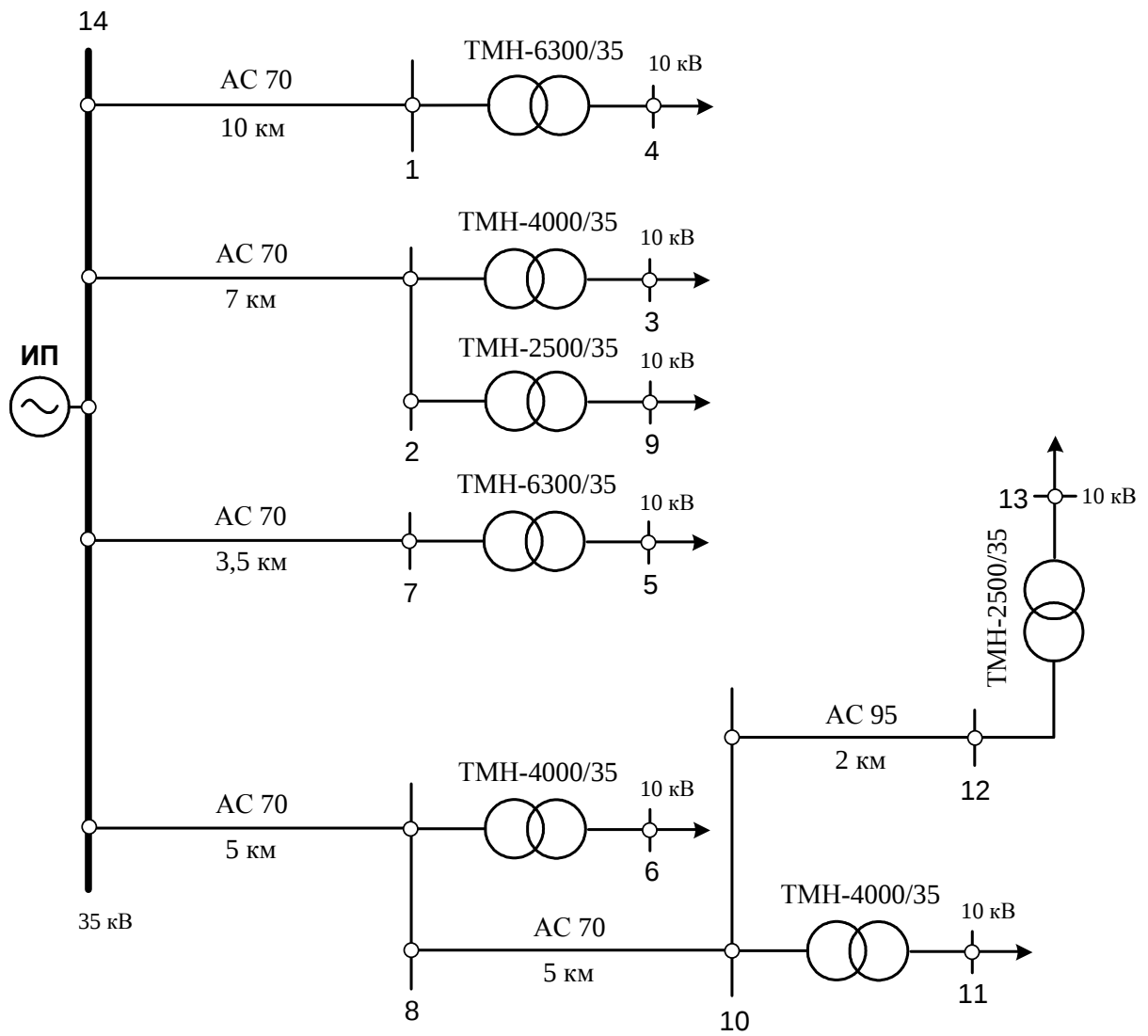


Рисунок А.16. Принципиальная схема 16

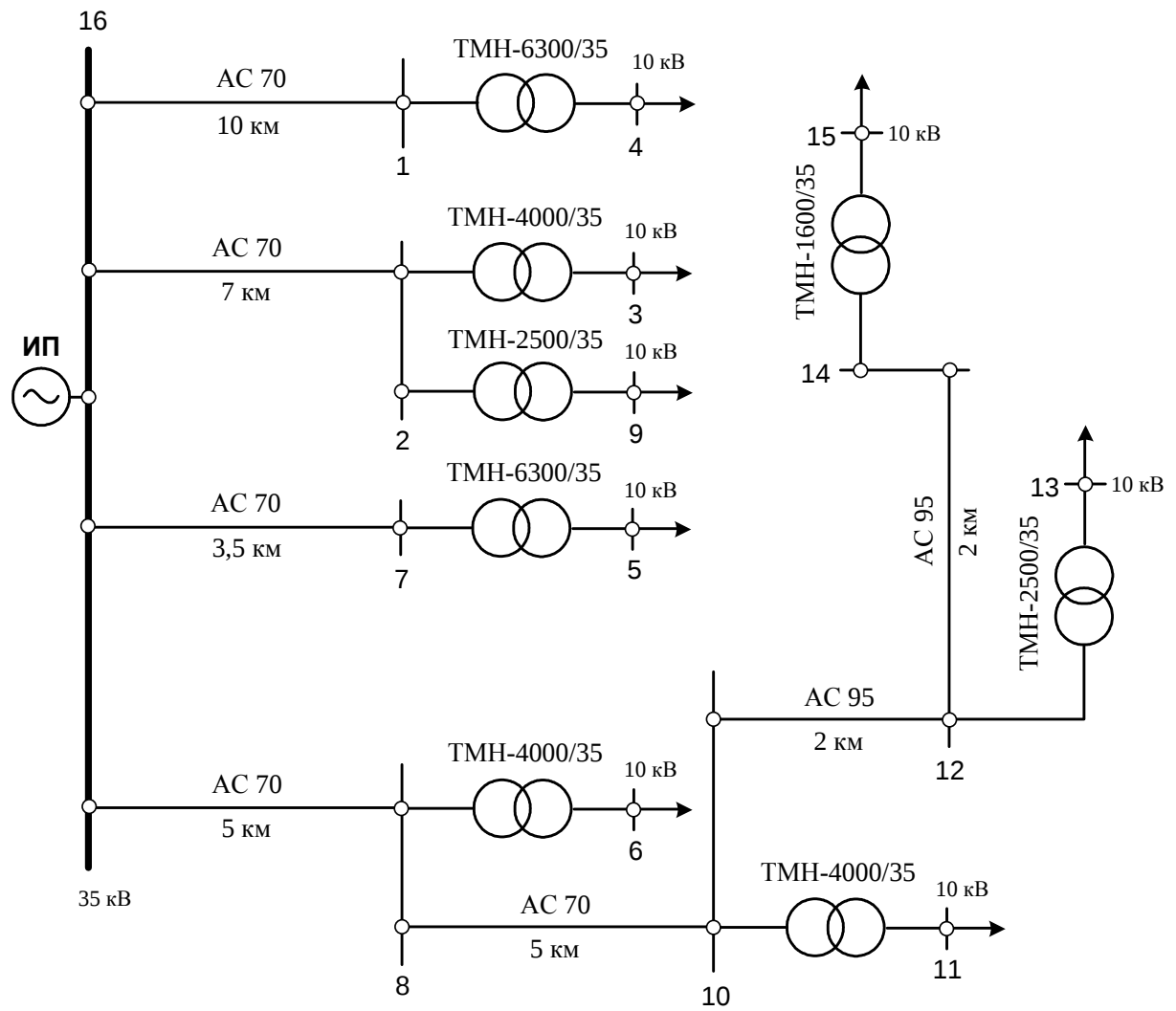


Рисунок А.17. Принципиальная схема 17

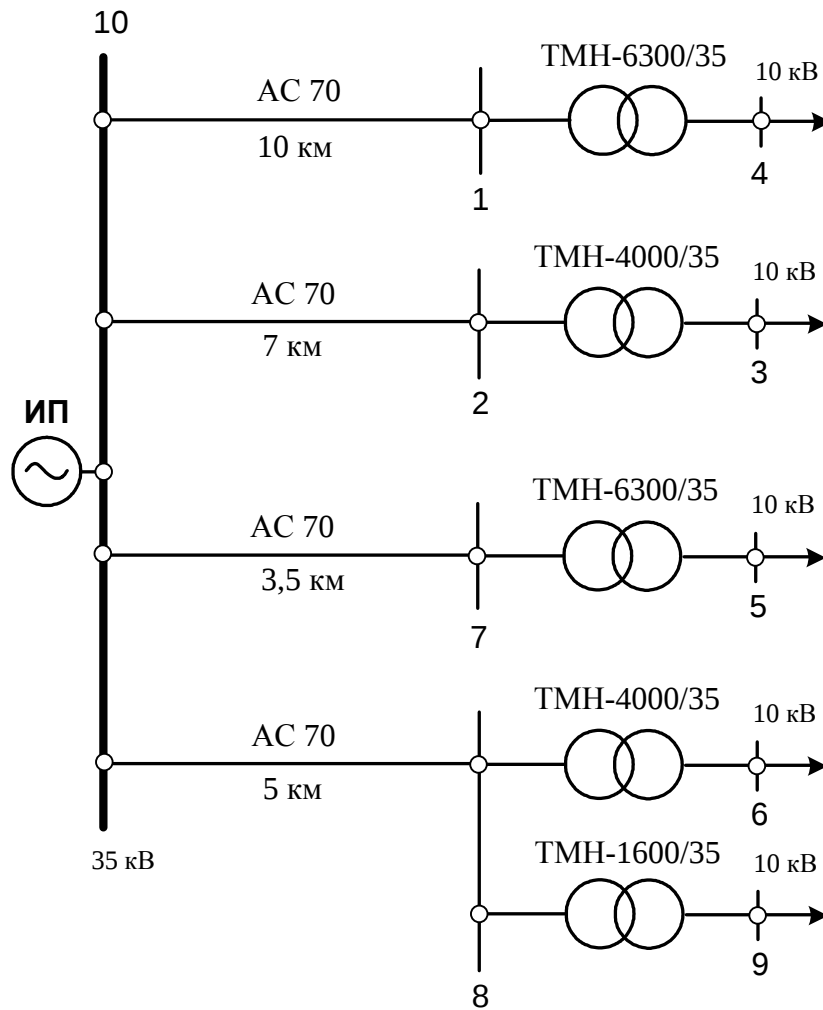


Рисунок А.18. Принципиальная схема 18

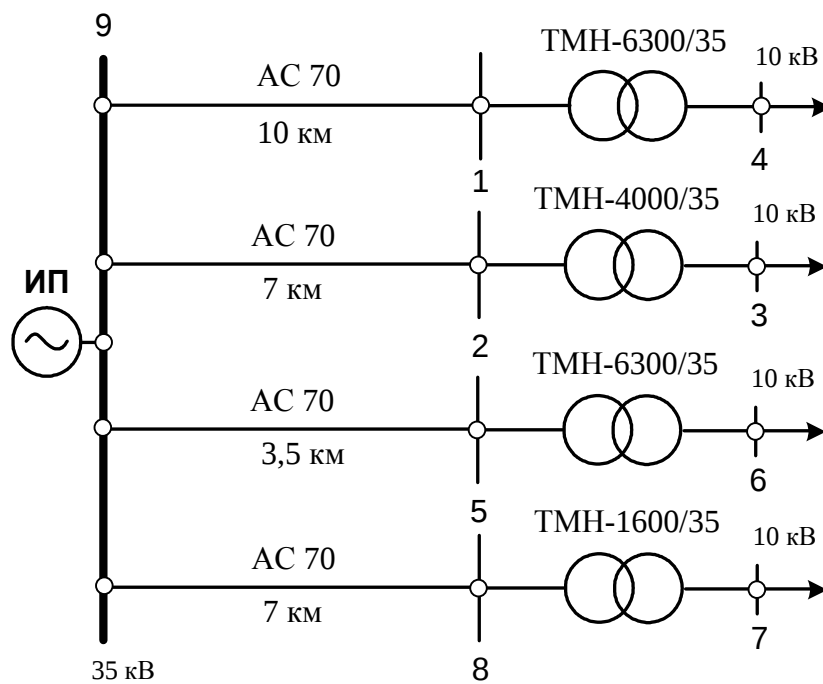


Рисунок А.19. Принципиальная схема 19

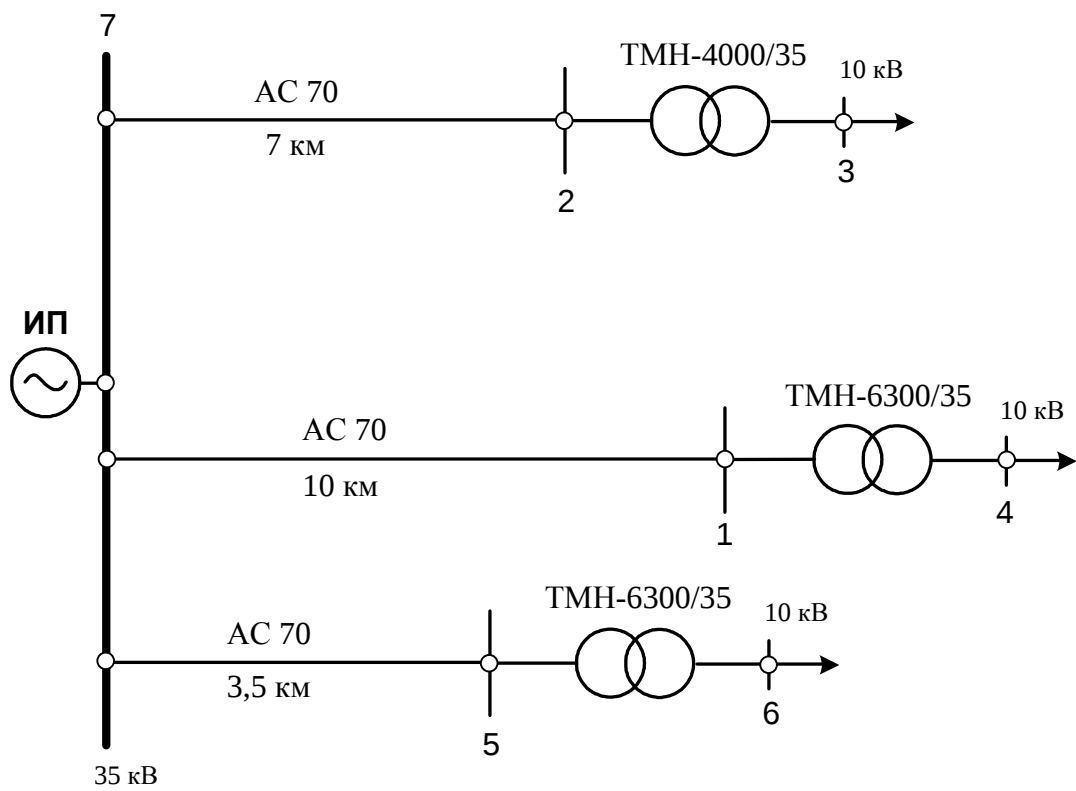


Рисунок А.20. Принципиальная схема 20

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Значения потерь ЭЭ и их относительные погрешности [92, 115]

Таблица Б.1. Значения потерь ЭЭ, полученные эталонным, детерминированным и вероятностно-статистическим методами

№ Схемы	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7
Количество подстанций	2	3	4	5	6	7	8
Эталонные значения потерь ЭЭ, кВт*ч	2858,6	5351,5	5641,0	2192,8	7186,0	7819,8	9974,3
Расчёт потерь ЭЭ уточнённым детерминированным способом, кВт*ч	2493,1	5250,5	5036,5	2092,0	6529,1	7205,0	9409,7
Расчёт потерь ЭЭ вероятностно-статистическим способом, кВт*ч	2880,0	5680,0	5560,0	2199,7	7730,0	7477,3	9516,1
Относительная погрешность при расчёте потерь ЭЭ уточнённым детерминированным способом, %	-12,78	-1,89	-10,72	-4,60	-9,14	-7,86	-5,66
Относительная погрешность при расчёте потерь ЭЭ вероятностно-статистическим способом, %	0,75	6,14	-1,44	0,32	7,57	-4,38	-4,59
Коэффициент формы	0,99	1,011	1,024	1,01	1,076	1,073	1,064
№ Схемы	Схема №8	Схема №9	Схема №10	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14
Количество подстанций	9	10	11	12	13	14	15
Эталонные значения потерь ЭЭ, кВт*ч	12727,5	13049,4	12300,6	12506,3	25886,6	13231,3	13850,8
Расчёт потерь ЭЭ уточнённым детерминированным способом, кВт*ч	12251,0	12120,7	12616,3	12359,1	24900,2	13383,6	14022,4
Расчёт потерь ЭЭ вероятностно-статистическим способом, кВт*ч	12256,0	14177,0	13024,0	13208,0	24649,0	14327,0	14499,0
Относительная погрешность при расчёте потерь ЭЭ уточнённым детерминированным способом, %	-3,74	-7,12	2,57	-1,18	-3,81	1,15	1,24
Относительная погрешность при расчёте потерь ЭЭ вероятностно-статистическим способом, %	-3,70	8,64	5,88	5,61	-4,78	8,28	4,68
Коэффициент формы	1,056	1,061	1,068	1,0	1,068	1,001	1,004

Продолжение таблицы Б.1

№ Схемы	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20
Количество подстанций	16	7	8	5	4	3
Эталонные значения потерь ЭЭ, кВт*ч	14905,4	9105,3	9940,6	2103,6	5600,6	4736,4
Расчёт потерь ЭЭ уточнённым детерминированным способом, кВт*ч	15177,4	8493,5	9316,3	1926,8	5254,7	4462,7
Расчёт потерь ЭЭ вероятностно-статистическим способом, кВт*ч	15586,0	8676,9	9949,0	2223,8	5399,8	5014,3
Относительная погрешность при расчёте потерь ЭЭ уточнённым детерминированным способом, %	1,83	-6,72	-6,28	-8,41	-6,17	-5,78
Относительная погрешность при расчёте потерь ЭЭ вероятностно-статистическим способом, %	4,57	-4,71	0,08	5,71	-3,58	5,87
Коэффициент формы	1,0045	0,989	0,995	1,02	1,014	1,009

Таблица Б.2. Относительные погрешности значений потерь ЭЭ при различном соотношении детерминированного и вероятностно-статистического методов

№ Схемы	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7
Количество подстанций	2	3	4	5	6	7	8
Д 1,0 / В 0	-12,78	-1,89	-10,72	-4,60	-9,14	-7,86	-5,66
Д 0,9 / В 0,1	-11,43	-1,08	-9,79	-4,11	-7,47	-7,51	-5,55
Д 0,8 / В 0,2	-10,08	-0,28	-8,86	-3,61	-5,80	-7,17	-5,45
Д 0,7 / В 0,3	-8,72	0,52	-7,93	-3,12	-4,13	-6,82	-5,34
Д 0,6 / В 0,4	-7,37	1,32	-7,00	-2,63	-2,46	-6,47	-5,23
Д 0,5 / В 0,5	-6,02	2,13	-6,08	-2,14	-0,79	-6,12	-5,13
Д 0,4 / В 0,6	-4,66	2,93	-5,15	-1,65	0,89	-5,77	-5,02
Д 0,3 / В 0,7	-3,31	3,73	-4,22	-1,16	2,56	-5,42	-4,91
Д 0,29 / В 0,71	-3,18	3,81	-4,13	-1,11	2,72	-5,39	-4,90
Д 0,28 / В 0,72	-3,04	3,89	-4,03	-1,06	2,89	-5,36	-4,89
Д 0,27 / В 0,73	-2,90	3,97	-3,94	-1,01	3,06	-5,32	-4,88
Д 0,26 / В 0,74	-2,77	4,05	-3,85	-0,96	3,23	-5,29	-4,87
Д 0,2 / В 0,8	-10,08	-0,28	-8,86	-3,61	-5,80	-7,17	-5,45
Д 0,1 / В 0,9	-0,60	5,34	-2,36	-0,17	5,90	-4,73	-4,70
Д 0 / В 1,0	0,75	5,34	-2,36	-0,17	5,90	-4,73	-4,70

Продолжение таблицы Б.2

№ Схемы	Схема №8	Схема №9	Схема №10	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14
Количество подстанций	9	10	11	12	13	14	15
Д 1,0 / В 0	-3,74	-7,12	2,57	-1,18	-3,81	1,15	1,24
Д 0,9 / В 0,1	-3,74	-5,54	2,90	-0,50	-3,91	1,86	1,58
Д 0,8 / В 0,2	-3,74	-3,97	3,23	0,18	-4,00	2,58	1,93
Д 0,7 / В 0,3	-3,73	-2,39	3,56	0,86	-4,10	3,29	2,27
Д 0,6 / В 0,4	-3,73	-0,81	3,89	1,54	-4,20	4,00	2,61
Д 0,5 / В 0,5	-3,72	0,76	4,22	2,22	-4,30	4,72	2,96
Д 0,4 / В 0,6	-3,72	2,34	4,56	2,90	-4,39	5,43	3,30
Д 0,3 / В 0,7	-3,72	3,91	4,89	3,57	-4,49	6,14	3,65
Д 0,29 / В 0,71	-3,72	4,07	4,92	3,64	-4,50	6,21	3,68
Д 0,28 / В 0,72	-3,72	4,23	4,95	3,71	-4,51	6,28	3,72
Д 0,27 / В 0,73	-3,72	4,39	4,99	3,78	-4,52	6,36	3,75
Д 0,26 / В 0,74	-3,72	4,54	5,02	3,85	-4,53	6,43	3,78
Д 0,2 / В 0,8	-3,74	-3,97	3,23	0,18	-4,00	2,58	1,93
Д 0,1 / В 0,9	-3,71	7,06	5,55	4,93	-4,68	7,57	4,34
Д 0 / В 1,0	-3,71	7,06	5,55	4,93	-4,68	7,57	4,34
№ Схемы	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20	—
Количество подстанций	16	7	8	5	4	3	—
Д 1,0 / В 0	1,83	-6,72	-6,28	-8,41	-6,17	-5,78	—
Д 0,9 / В 0,1	2,10	-6,52	-5,64	-6,99	-11,44	-4,61	—
Д 0,8 / В 0,2	2,37	-6,32	-5,01	-5,58	-10,57	-3,45	—
Д 0,7 / В 0,3	2,65	-6,11	-4,37	-4,17	-9,69	-2,28	—
Д 0,6 / В 0,4	2,92	-5,91	-3,73	-2,76	-8,82	-1,12	—
Д 0,5 / В 0,5	3,20	-5,71	-3,10	-1,35	-7,95	0,04	—
Д 0,4 / В 0,6	3,47	-5,51	-2,46	0,06	-7,08	1,21	—
Д 0,3 / В 0,7	3,74	-5,31	-1,82	1,48	-6,20	2,37	—
Д 0,29 / В 0,71	3,77	-5,29	-1,76	1,62	-6,12	2,49	—
Д 0,28 / В 0,72	3,80	-5,27	-1,70	1,76	-6,03	2,61	—
Д 0,27 / В 0,73	3,83	-5,25	-1,63	1,90	-5,94	2,72	—
Д 0,26 / В 0,74	3,85	-5,23	-1,57	2,04	-5,85	2,84	—
Д 0,2 / В 0,8	2,37	-6,32	-5,01	-5,58	-10,57	-3,45	—
Д 0,1 / В 0,9	4,29	-4,91	-0,55	4,30	-4,46	4,70	—
Д 0 / В 1,0	4,29	-4,91	-0,55	4,30	-4,46	4,70	—

Примечание: вес при детерминированном (Д) и вероятностно-статистическом (В) методах

Таблица Б.3. Среднестатистические значения погрешностей расчёта технических потерь ЭЭ при различном соотношении детерминированного (Д) и вероятностно-статистического (В) методов

Д1,0	Д 0,9/В 0,1	Д0,8/В0,2	Д0,7/В0,3	Д0,6/В0,4	Д0,5/В0,5	Д0,4/В0,6	Д0,3/В0,7
-5,06	-4,37	-3,68	-2,99	-2,3	-1,61	-0,92	-0,23
Д0,29/В0,7 1	Д0,28/В0,7 2	Д0,27/В0,7 3	Д0,26/В0,7 4	Д0,25/В0,7 5	Д0,2/В0,8	Д0,1/В0,9	В1,0
-0,16	-0,09	-0,019	0,05	0,12	0,46	1,16	1,22

Таблица Б.4. Доверительный интервал для средних значений погрешности расчёта потерь ЭЭ при различном соотношении детерминированного (Д) и вероятностно-статистического (В) методов для числа опытов $N=20$

Д1,0	Д 0,9/В 0,1	Д0,8/В0,2	Д0,7/В0,3	Д0,6/В0,4	Д0,5/В0,5	Д0,4/В0,6	Д0,3/В0,7
(-8,33; - 1,73)	(-7,37; - 1,37)	(-6,38; - 0,98)	(-5,42; - 0,56)	(-4,51; - 0,08)	(-3,67; +0,46)	(-2,91; +1,08)	(-2,24; +1,78)
Д0,29/В0,71	Д0,28/В0,72	Д0,27/В0,73	Д0,26/В0,74	Д0,25/В0,75	Д0,2/В0,8	Д0,1/В0,9	В1,0
(-2,17; +1,86)	(-2,11; +1,94)	(-2,05; +2,01)	(-1,99; +2,09)	(-1,93; +2,17)	(-1,65; +2,58)	(-1,14; +3,45)	(-2,24; +1,78)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

**Принципиальные секционированные схемы с двумя источниками
питания [67, 127]**

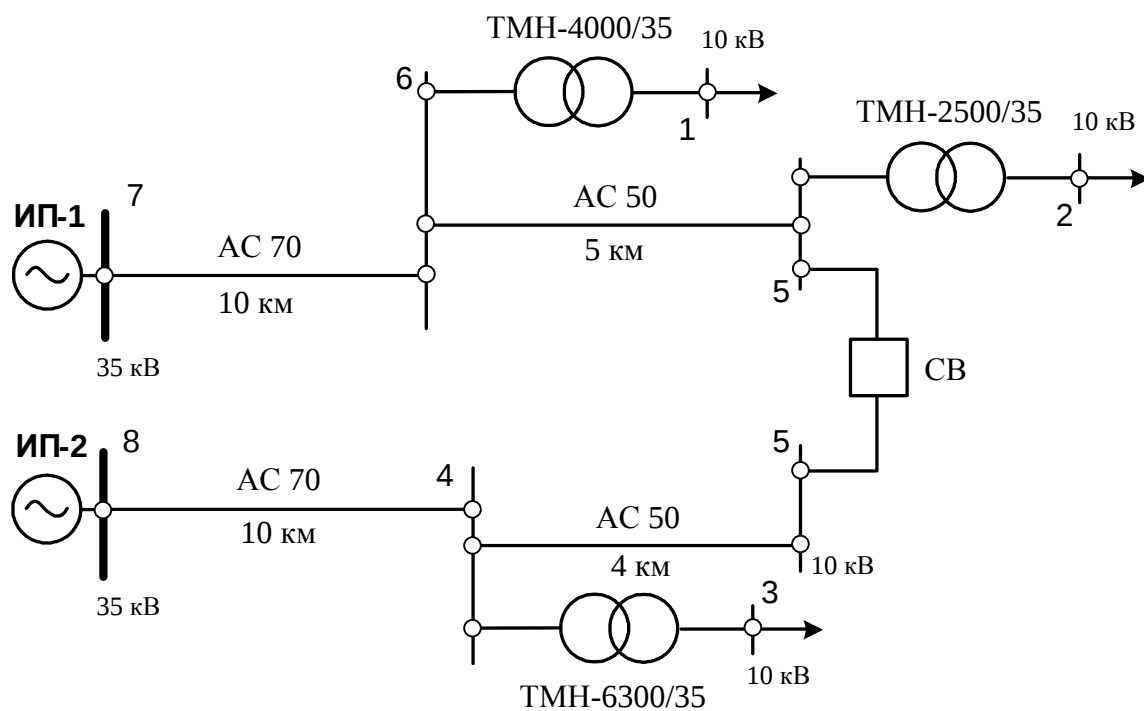


Рисунок В.1 – Принципиальная схема 1

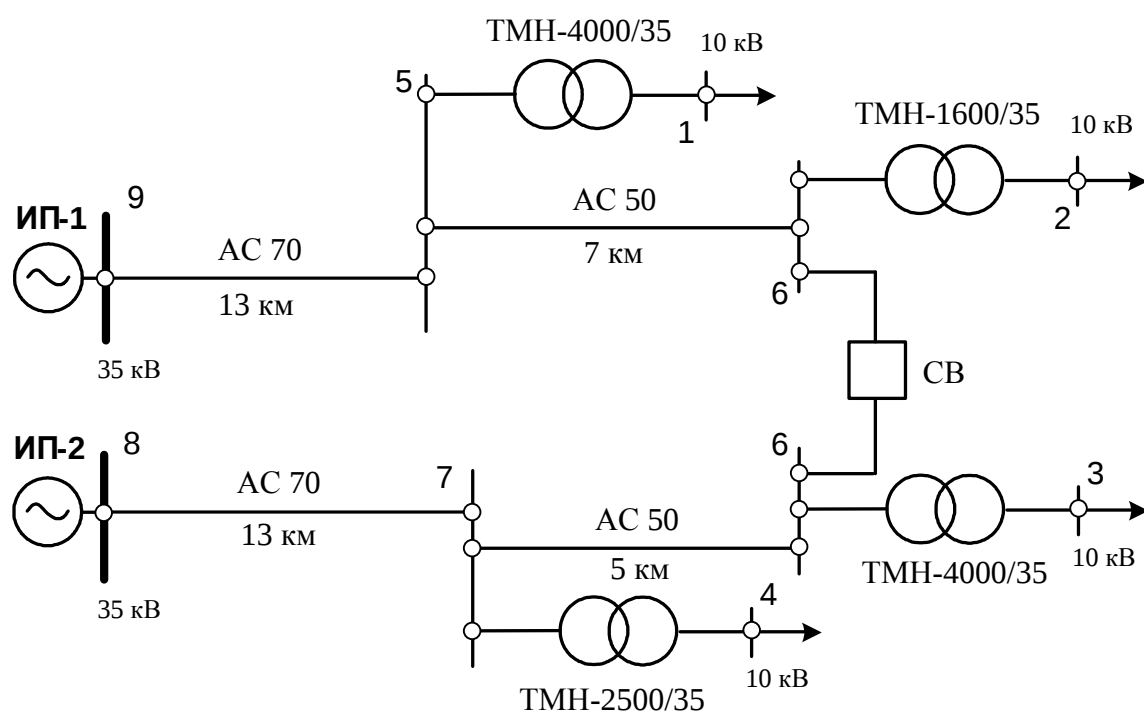


Рисунок В.2. Принципиальная схема 2

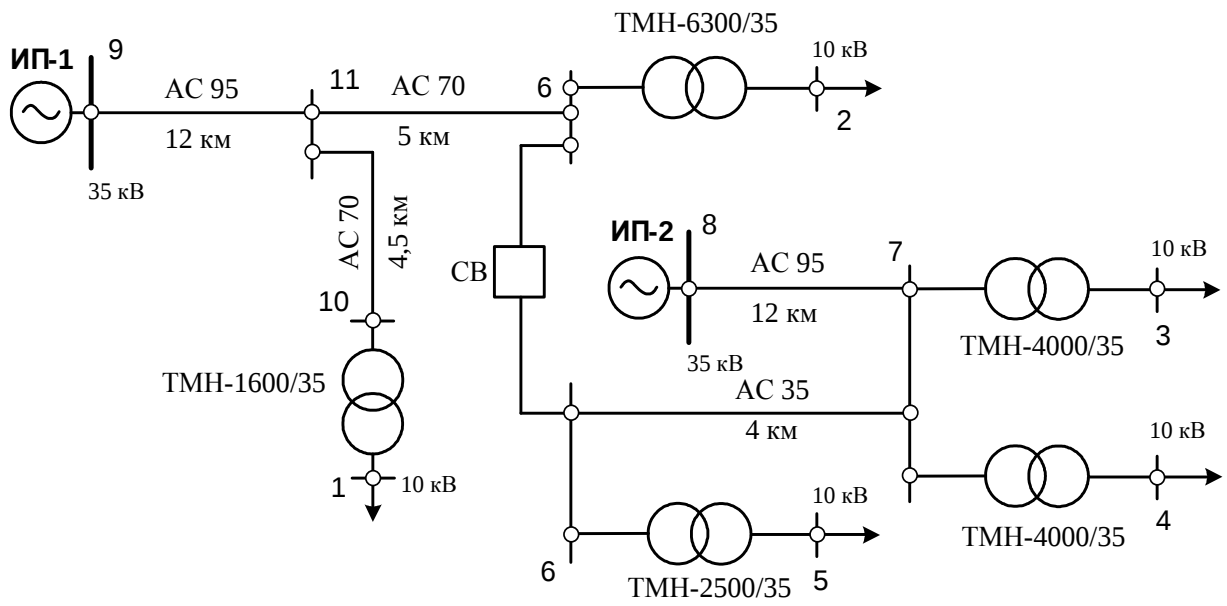


Рисунок В.3. Принципиальная схема 3

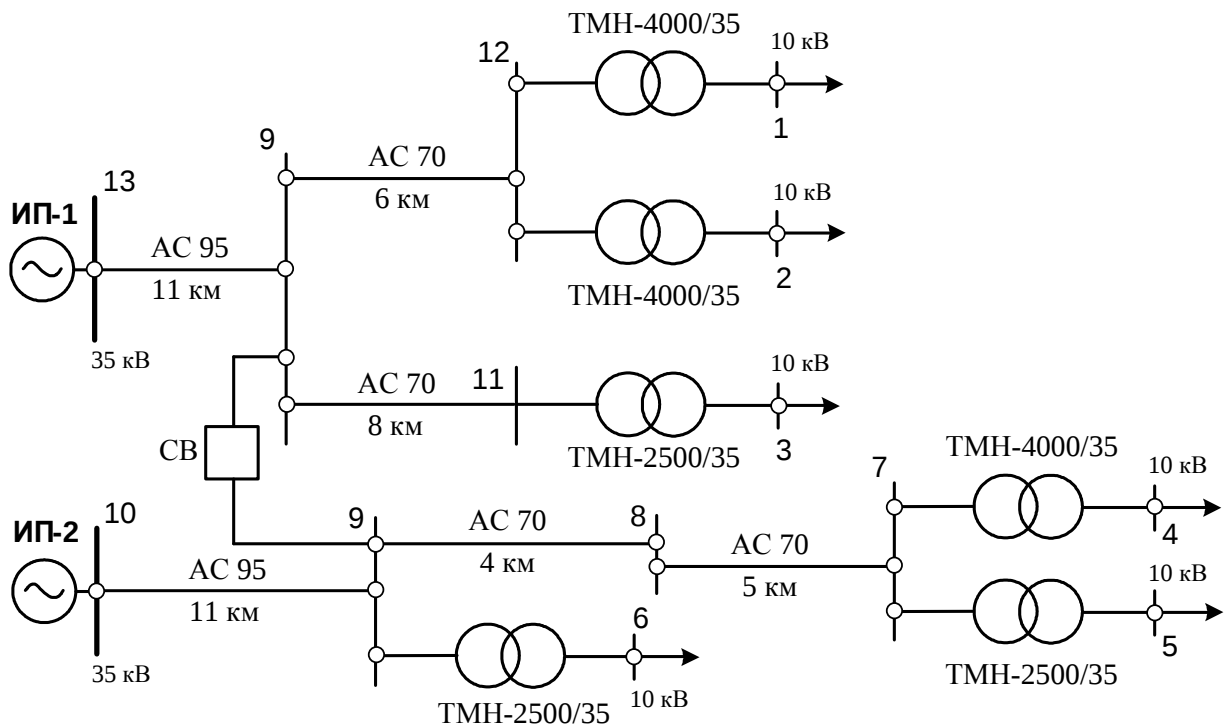


Рисунок В.4. Принципиальная схема 4

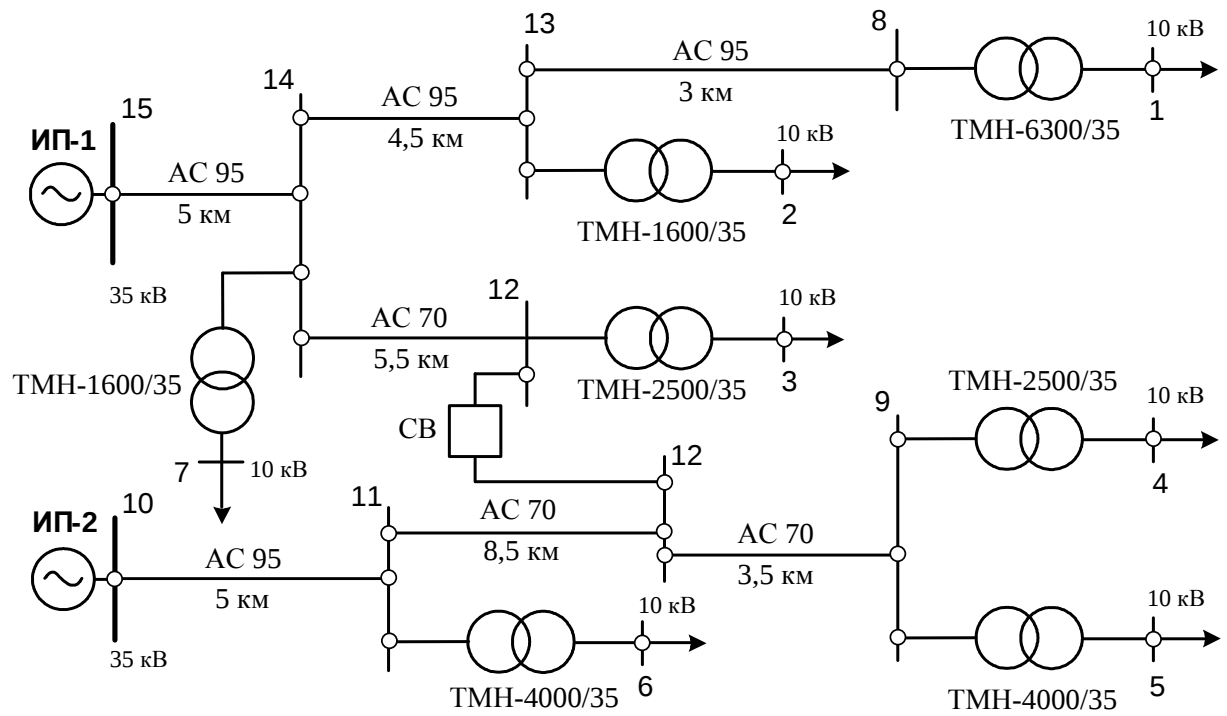


Рисунок В.5. Принципиальная схема 5

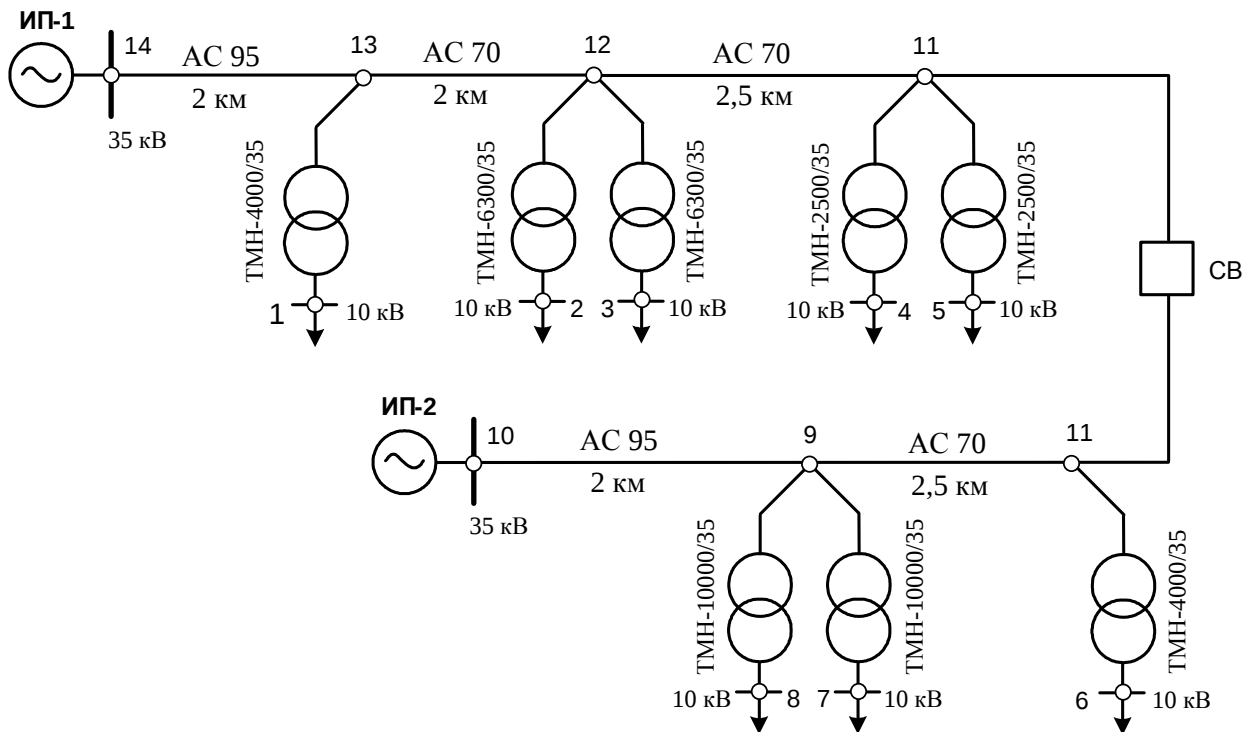


Рисунок В.6. Принципиальная схема 6

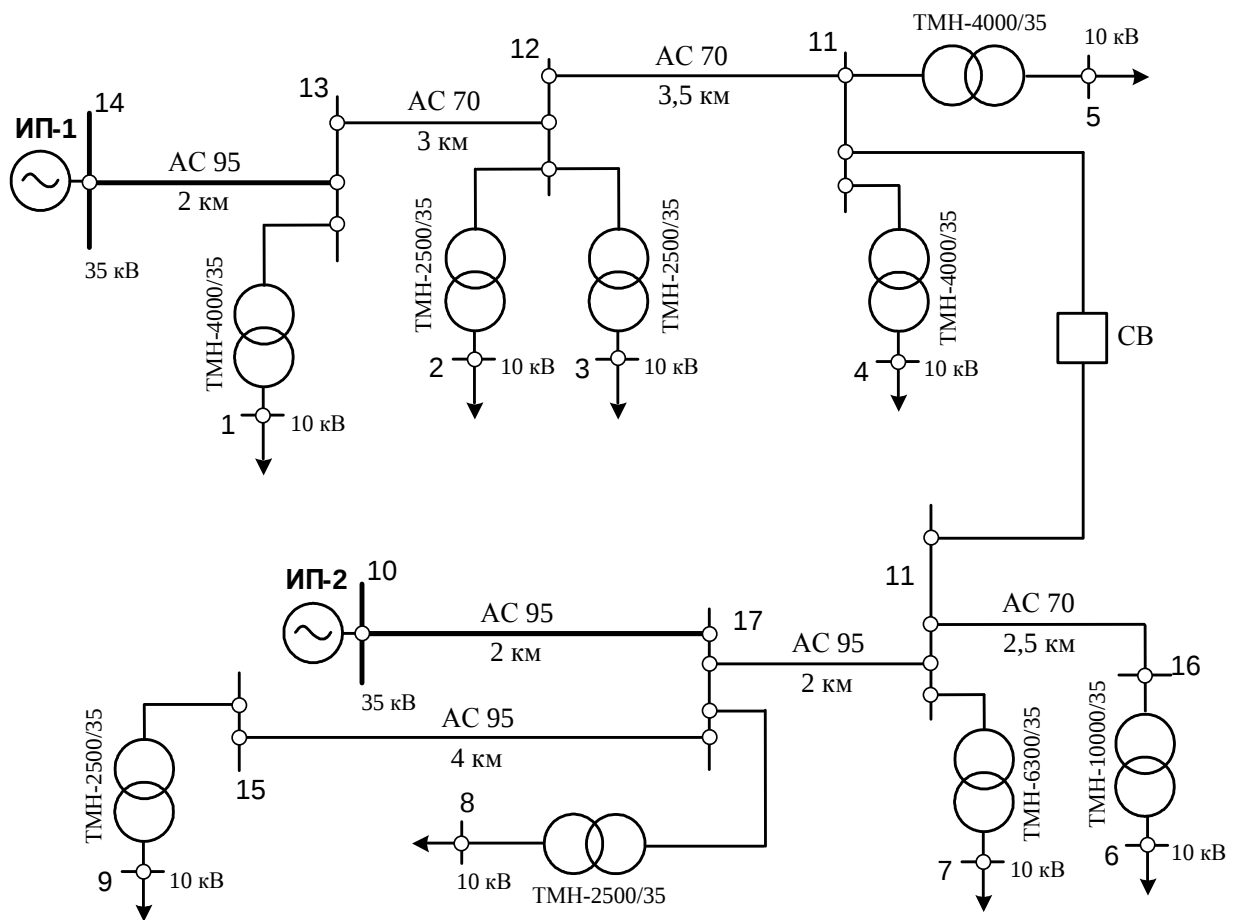


Рисунок В.7. Принципиальная схема 7

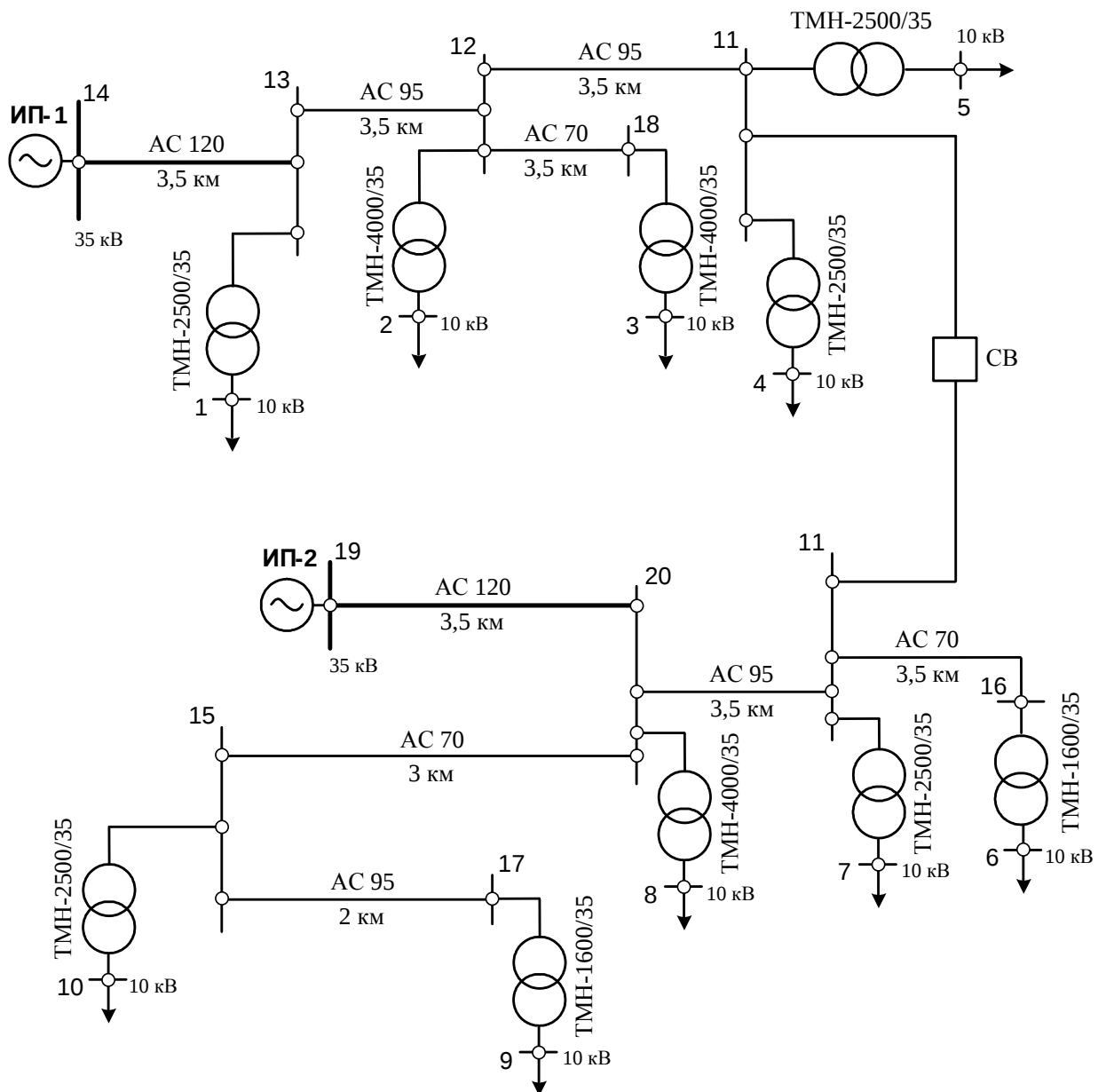


Рисунок В.8. Принципиальная схема 8

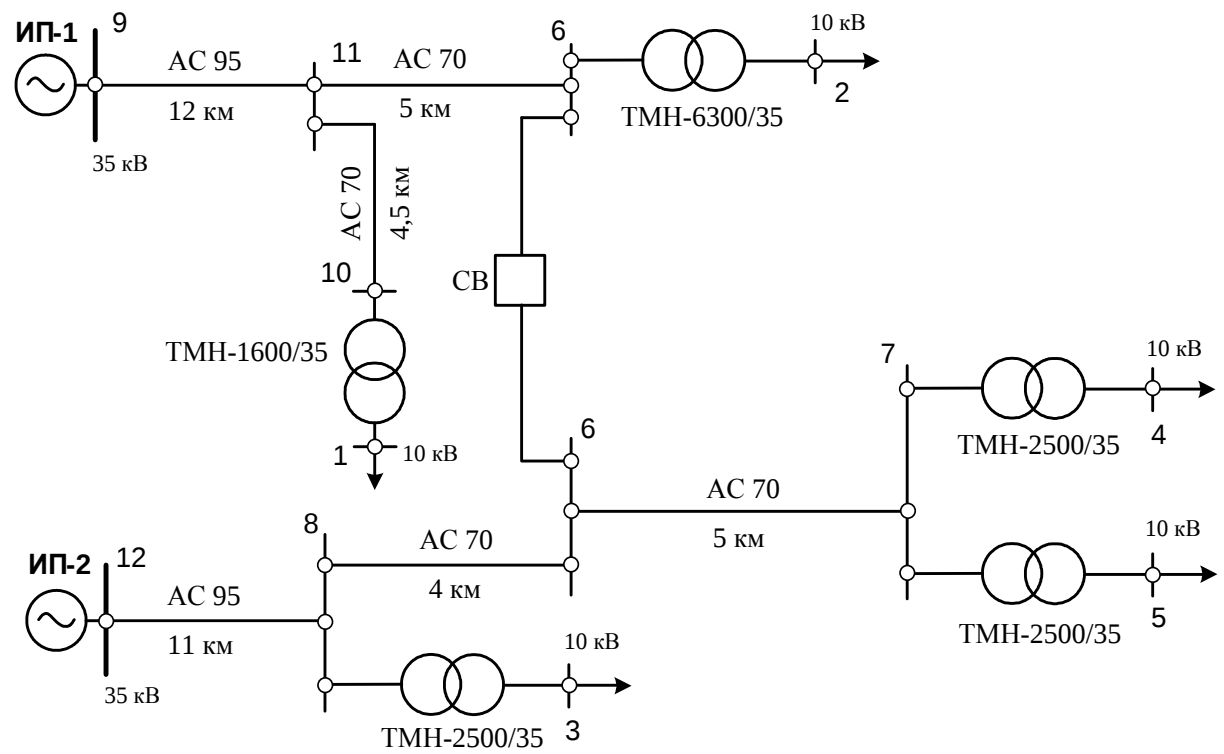


Рисунок В.9. Принципиальная схема 9

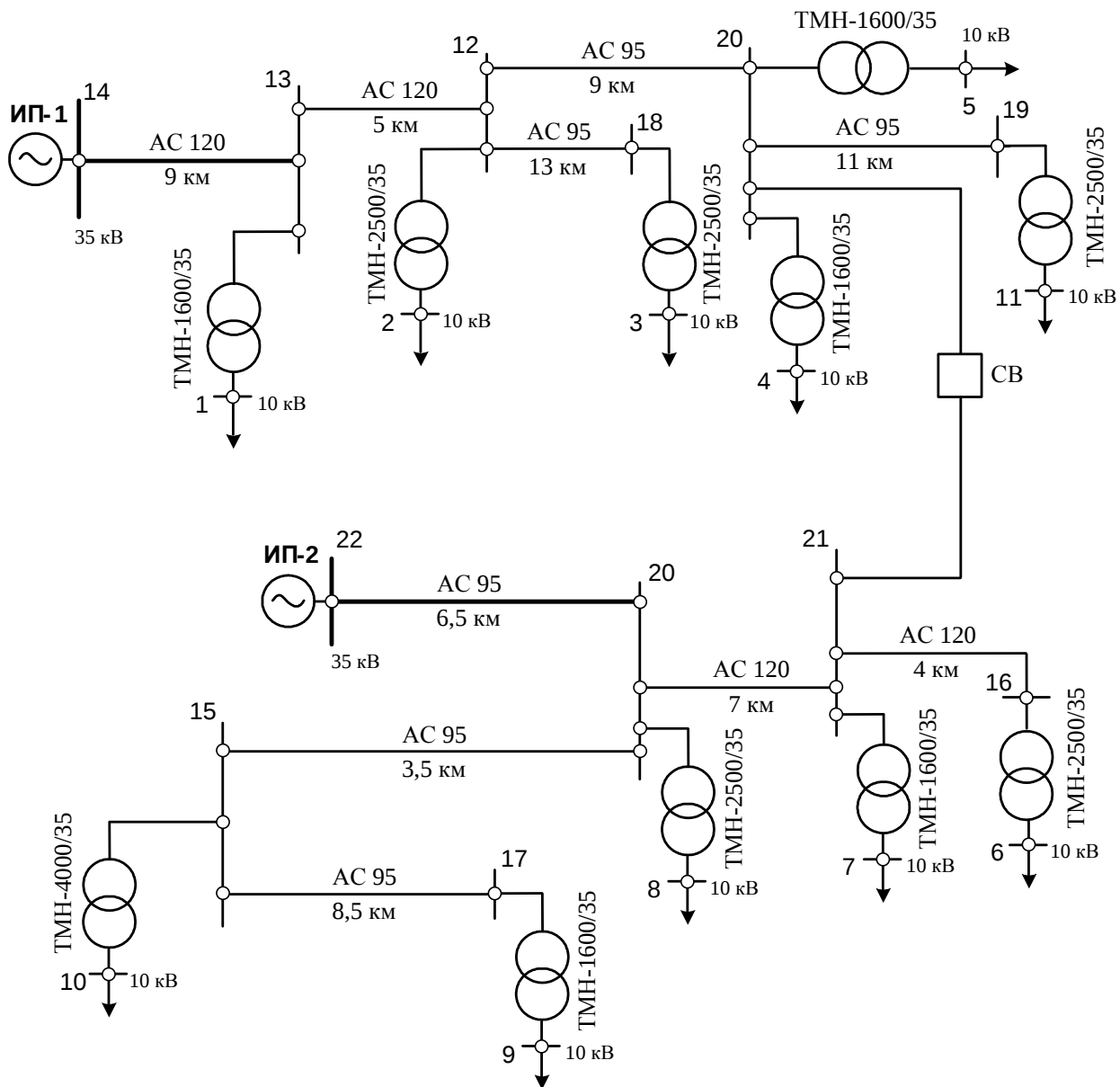


Рисунок В.10. Принципиальная схема 10

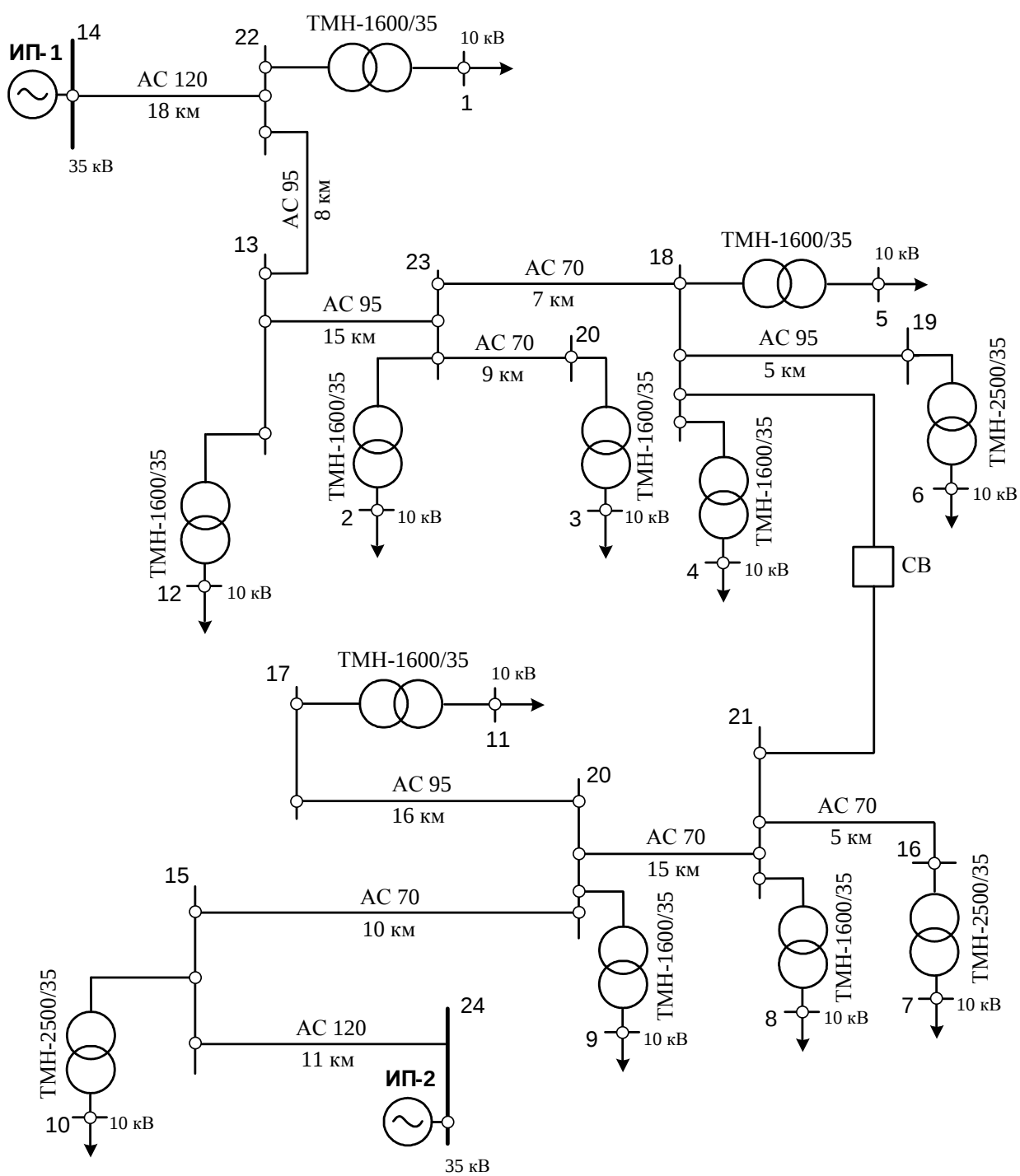


Рисунок В.11. Принципиальная схема 11

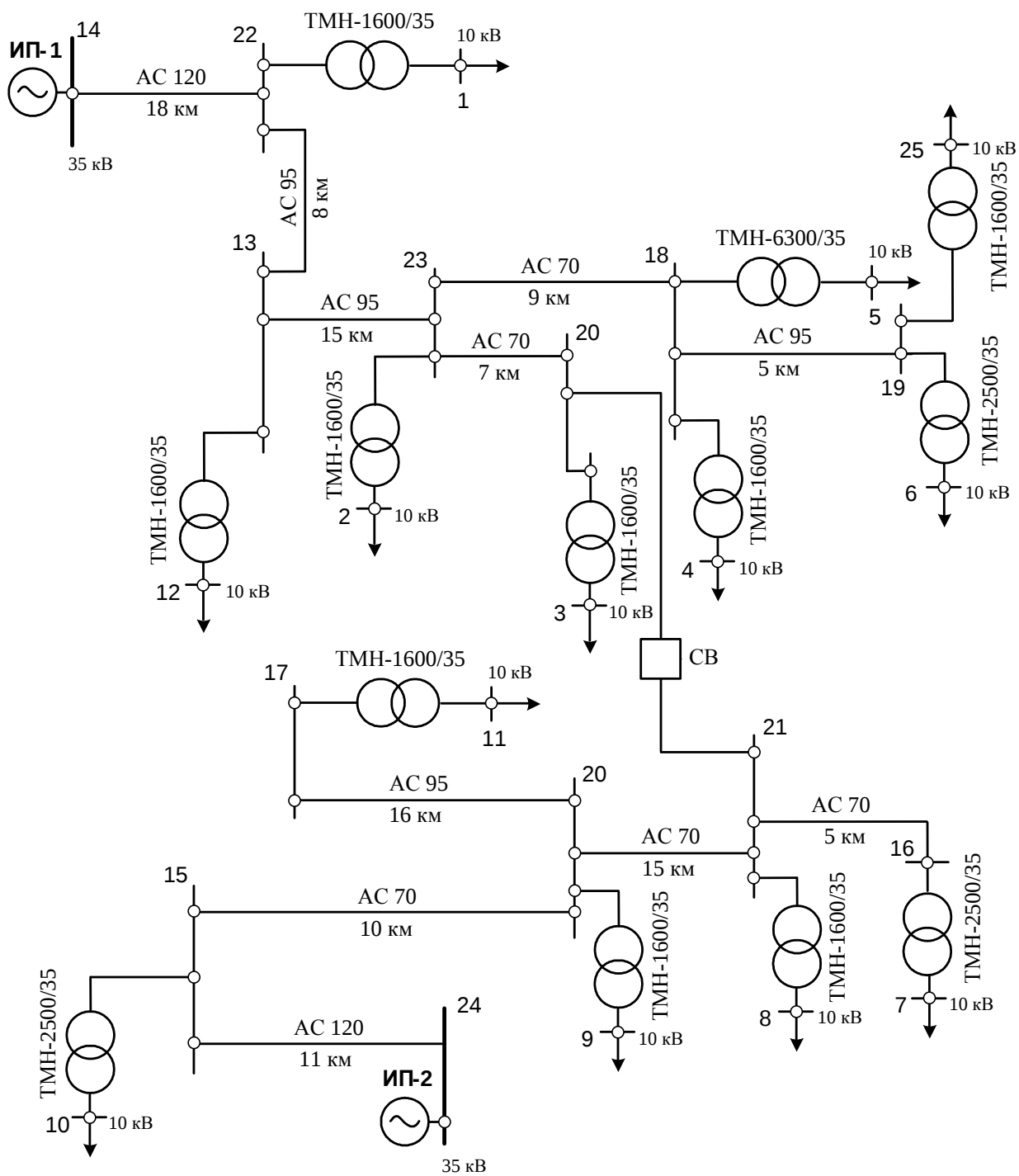


Рисунок В.12. Принципиальная схема 12

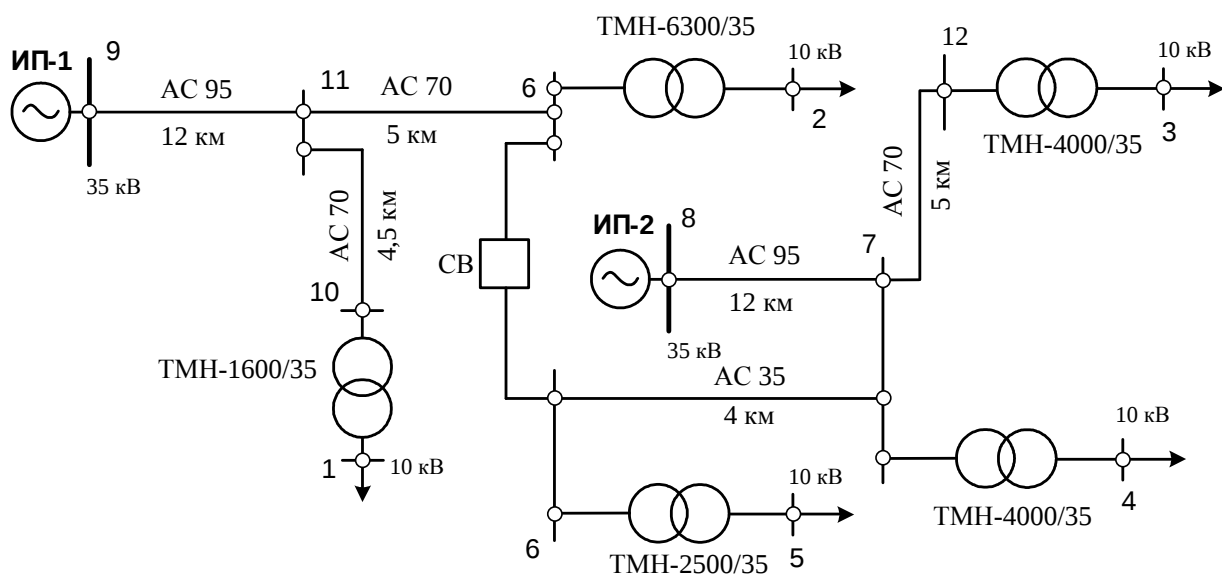


Рисунок В.13. Принципиальная схема 13

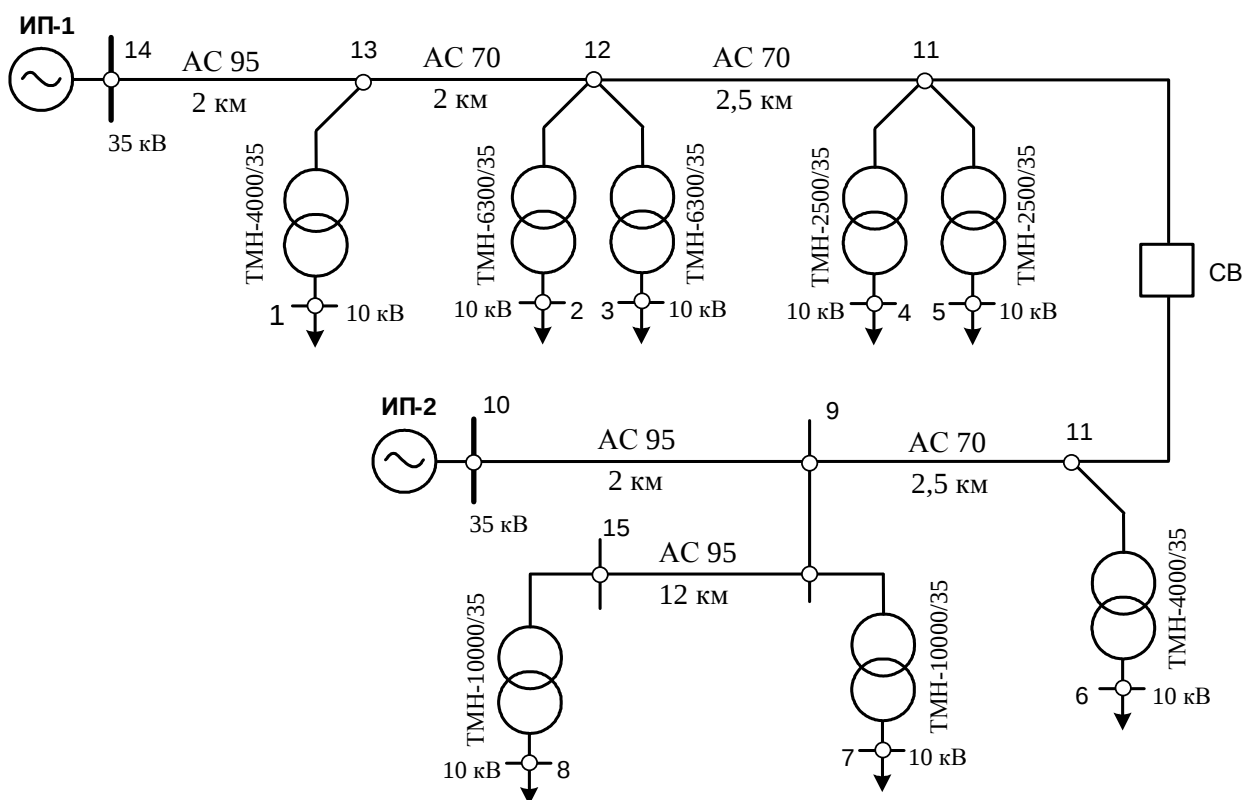


Рисунок В.14. Принципиальная схема 14

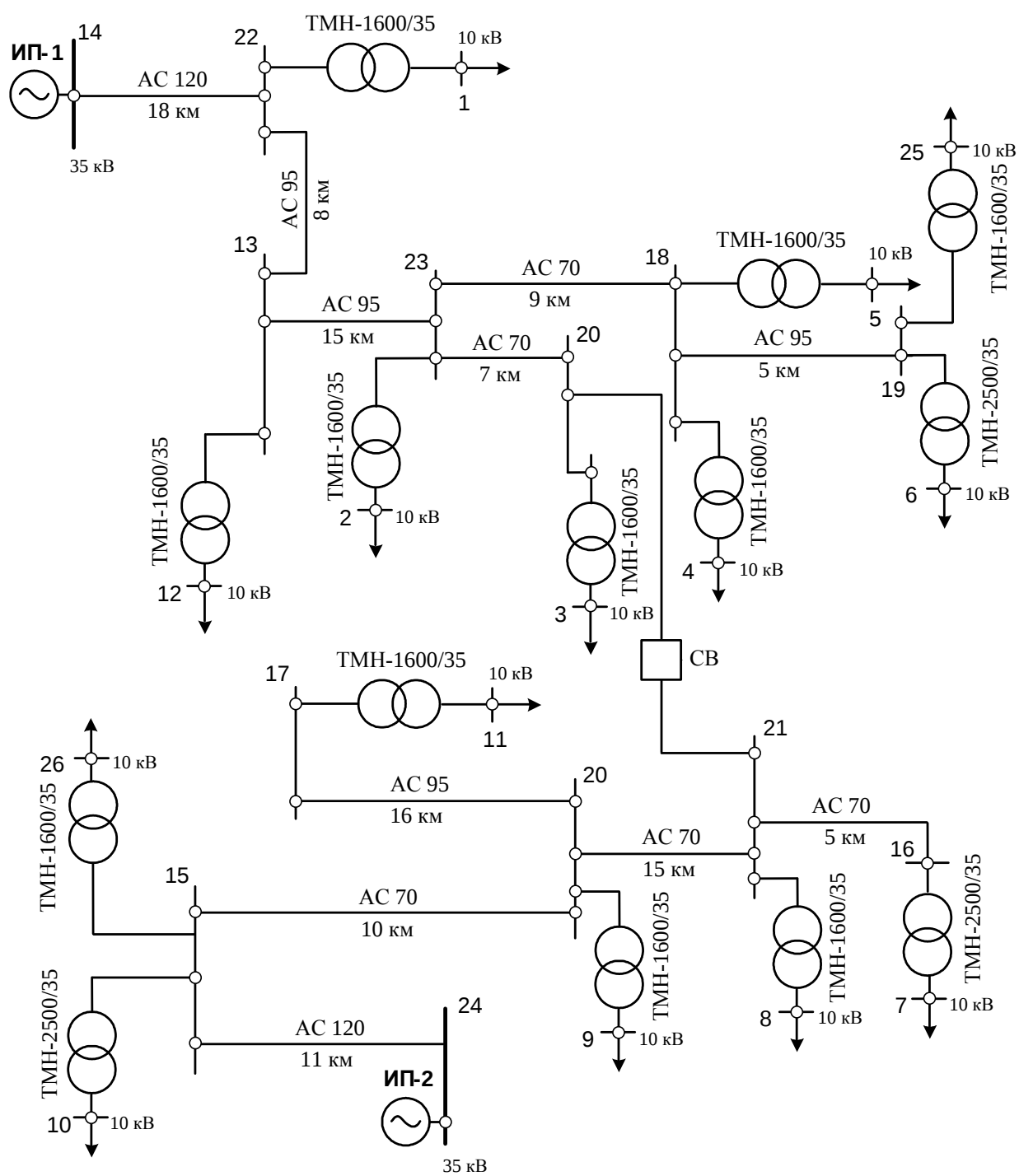


Рисунок В.15. Принципиальная схема 15

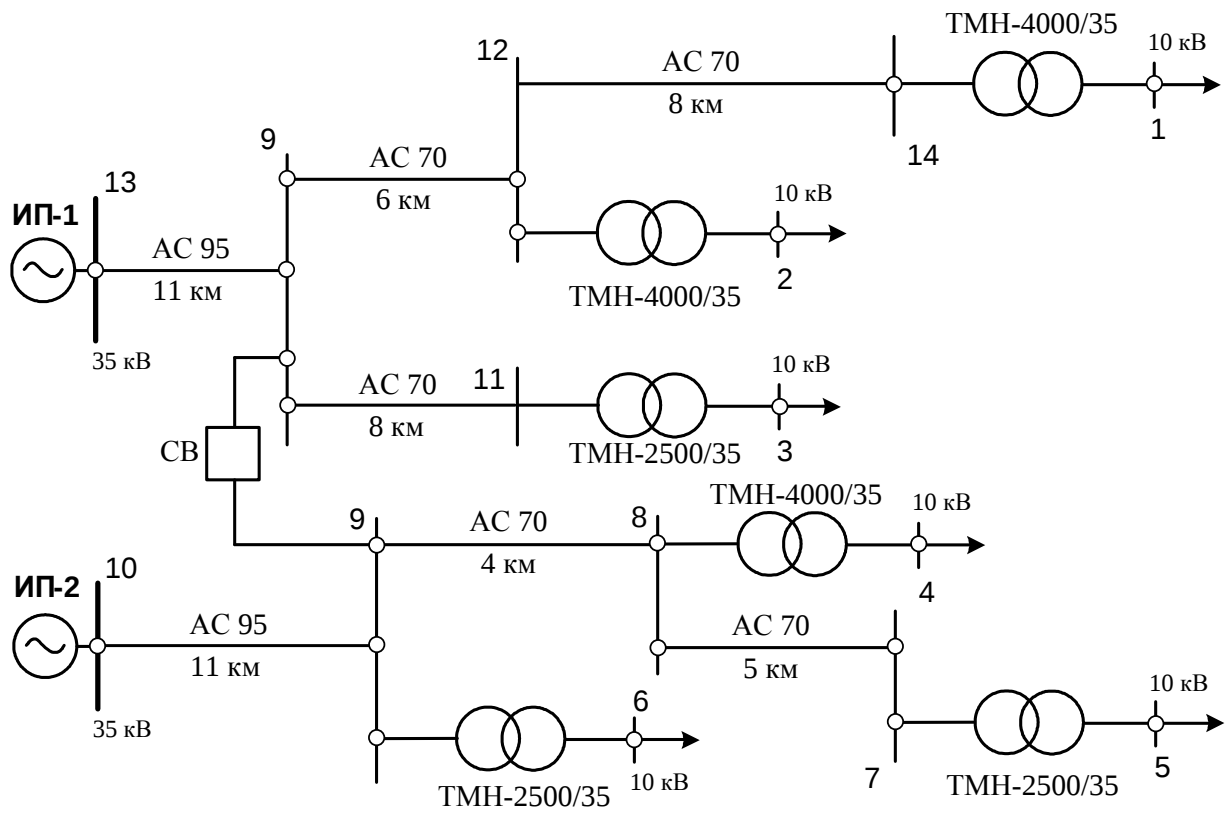


Рисунок В.16. Принципиальная схема 16

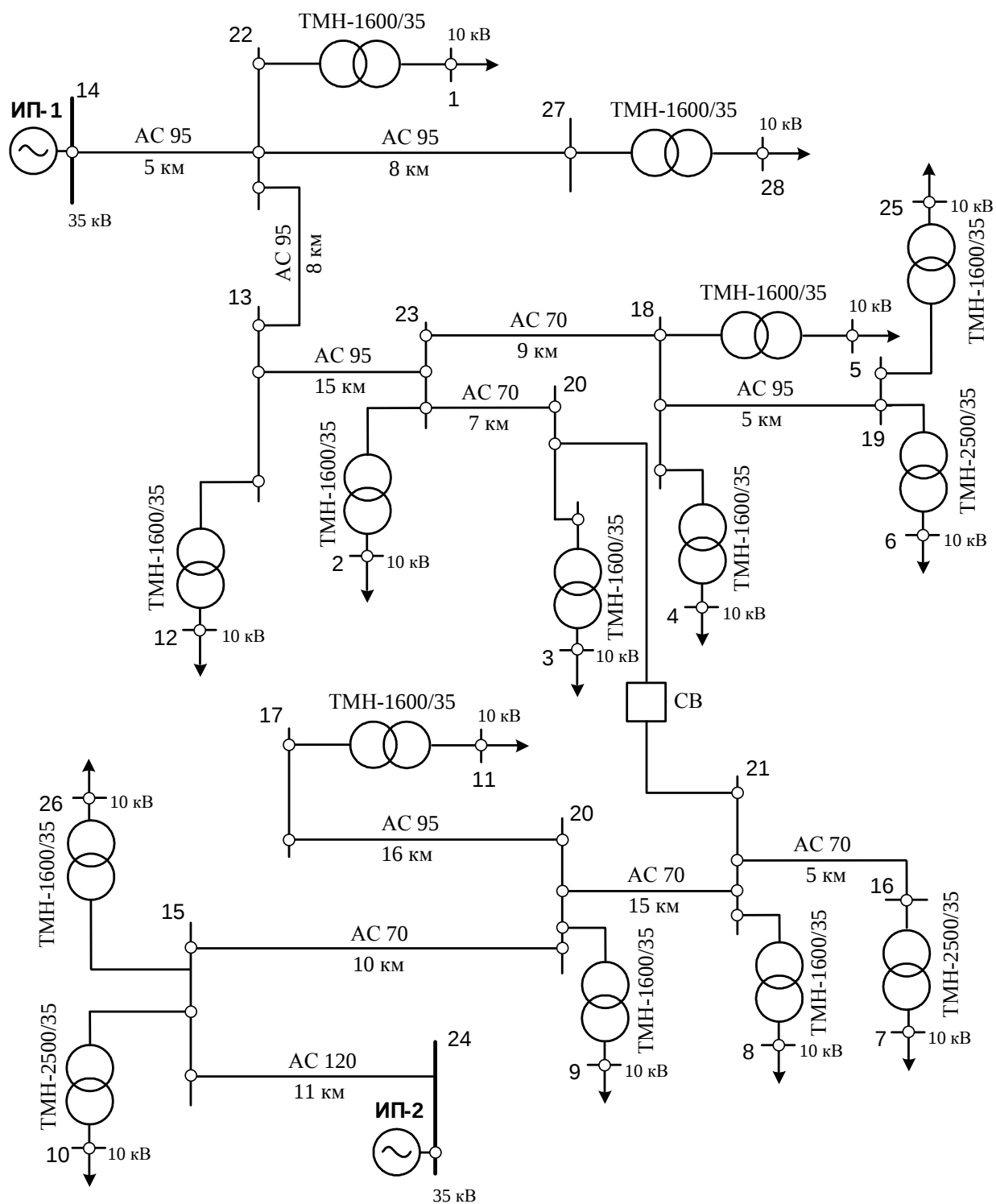


Рисунок В.17. Принципиальная схема 17

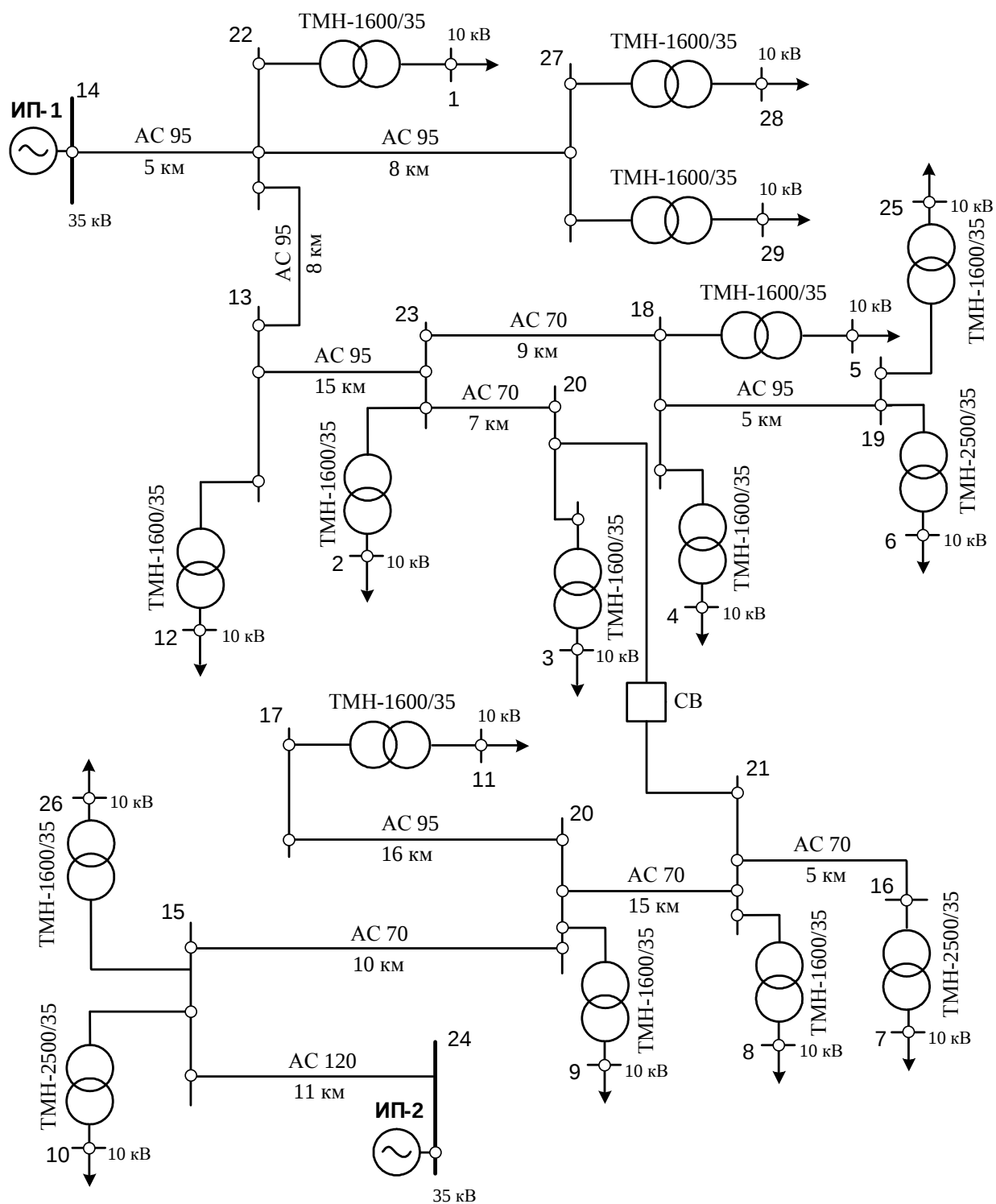


Рисунок В.18. Принципиальная схема 18

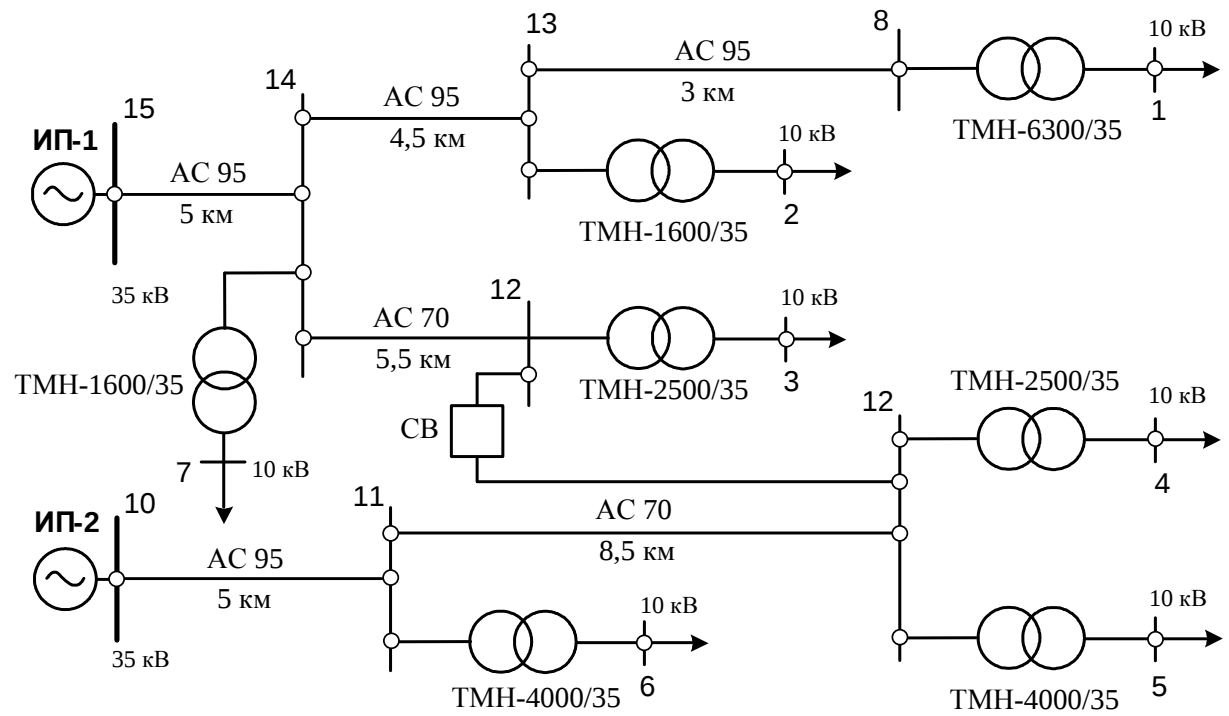


Рисунок В.19. Принципиальная схема 19

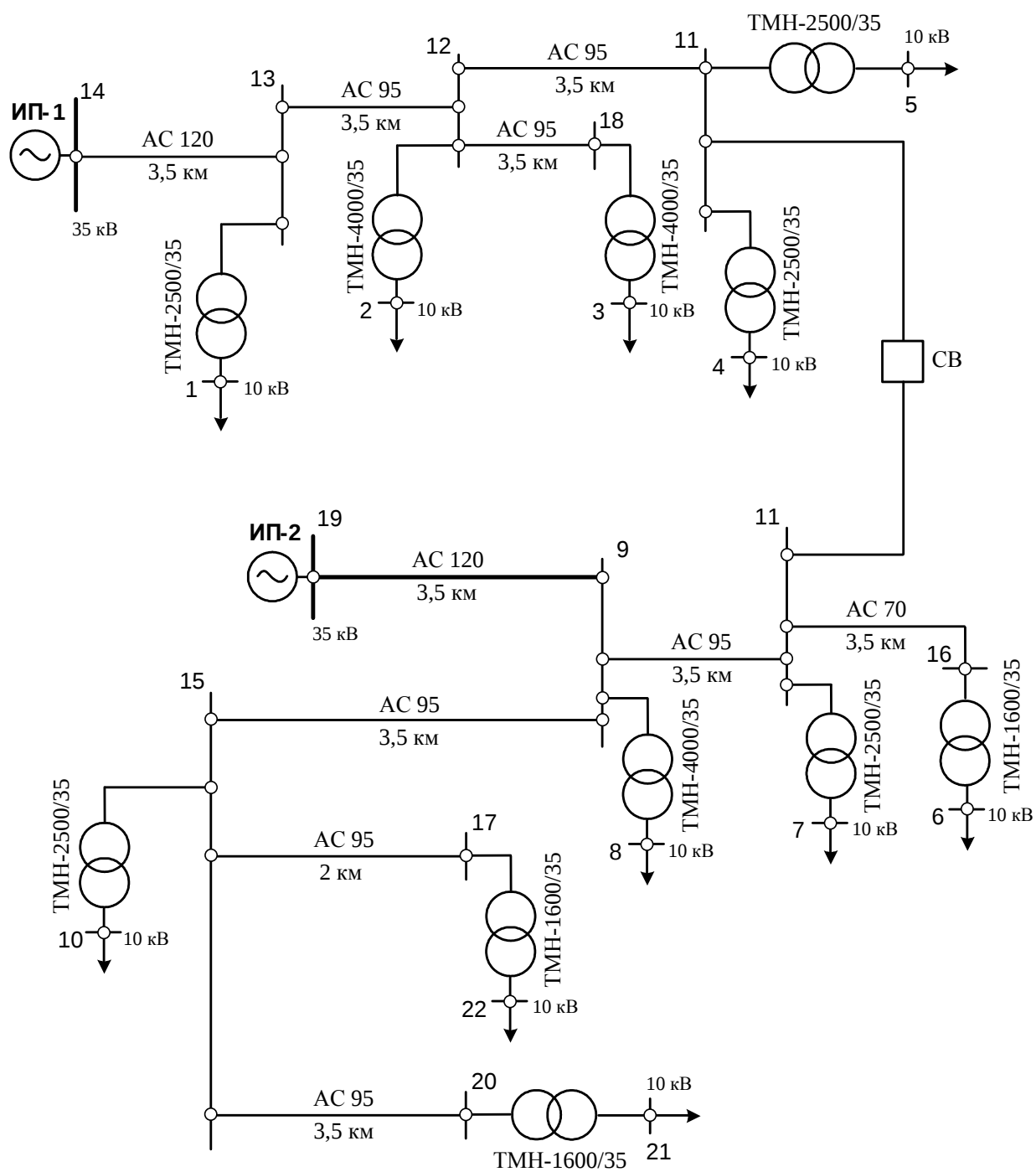


Рисунок В.20. Принципиальная схема 20

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Изменения относительных величин потерь электроэнергии в электрических сетях [127]

Таблица Г.1. Изменение относительной величины потерь ЭЭ в электрической сети при загрузке 20 %

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7	Схема №8	Схема №9	Схема №10
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	3	4	5	6	7	8	9	10	5	11
	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$
	12800	12100	18400	19500	22500	45600	38300	27700	15400	24500
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,011	0,011	0,016	0,013	0,005	0,120	0,017	0,008	0,006	0,017
2	0,017	0,021	0,033	0,025	0,010	0,126	0,095	0,015	0,011	0,091
3	0,023	0,032	0,049	0,038	0,015	0,132	0,174	0,023	0,017	0,166
4	0,034	0,043	0,066	0,051	0,019	0,252	0,191	0,031	0,022	0,183
5	0,166	0,249	0,235	0,113	0,113	0,454	0,331	0,101	0,167	0,287
6	0,299	0,456	0,405	0,175	0,206	0,656	0,471	0,171	0,311	0,391
7	0,432	0,662	0,574	0,237	0,300	0,858	0,611	0,241	0,455	0,495
8	0,443	0,673	0,591	0,249	0,304	0,978	0,628	0,248	0,461	0,512
9	0,449	0,683	0,607	0,262	0,309	0,984	0,706	0,256	0,466	0,586
10	0,455	0,694	0,624	0,275	0,314	0,990	0,785	0,264	0,472	0,661
11	0,465	0,705	0,640	0,288	0,319	1,110	0,801	0,271	0,478	0,678
12	0,598	0,911	0,810	0,349	0,412	1,312	0,942	0,341	0,622	0,782
13	0,731	1,118	0,979	0,411	0,506	1,514	1,082	0,412	0,766	0,886
14	0,863	1,324	1,148	0,473	0,599	1,716	1,222	0,482	0,910	0,990
15	0,874	1,335	1,165	0,486	0,604	1,836	1,239	0,489	0,916	1,007
16	0,880	1,345	1,181	0,499	0,609	1,842	1,317	0,497	0,922	1,081
17	0,886	1,356	1,198	0,511	0,614	1,848	1,396	0,505	0,927	1,156
18	0,897	1,367	1,214	0,524	0,619	1,968	1,412	0,512	0,933	1,173
19	1,030	1,573	1,384	0,586	0,712	2,170	1,553	0,582	1,077	1,277
20	1,162	1,780	1,553	0,648	0,805	2,372	1,693	0,652	1,221	1,381
21	1,295	1,986	1,723	0,710	0,899	2,574	1,833	0,722	1,366	1,485
22	1,306	1,997	1,739	0,723	0,904	2,694	1,850	0,730	1,371	1,502
23	1,312	2,007	1,756	0,735	0,909	2,700	1,928	0,738	1,377	1,576
24	1,318	2,018	1,772	0,748	0,913	2,706	2,006	0,745	1,382	1,651
25	1,329	2,029	1,789	0,761	0,918	2,826	2,023	0,753	1,388	1,668
26	1,461	2,235	1,958	0,823	1,012	3,028	2,163	0,823	1,532	1,772
27	1,594	2,442	2,127	0,885	1,105	3,230	2,304	0,893	1,677	1,876
28	1,726	2,648	2,297	0,947	1,199	3,433	2,444	0,963	1,821	1,980
29	1,737	2,659	2,313	0,959	1,203	3,552	2,460	0,971	1,826	1,997
30	1,743	2,669	2,330	0,972	1,208	3,558	2,539	0,978	1,832	2,071

Продолжение таблицы Г.1

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	12	13	5	8	14	6	15	16	7	11
	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}
	21900	23500	18400	45600	25100	19500	26700	28300	22500	29300
	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$	$\delta W_{отн}, \%$
1	0,051	0,050	0,014	0,006	0,073	0,001	0,031	0,040	0,025	0,006
2	0,103	0,100	0,027	0,012	0,146	0,089	0,063	0,080	0,050	0,012
3	0,154	0,150	0,041	0,018	0,219	0,178	0,094	0,120	0,075	0,019
4	0,205	0,200	0,055	0,023	0,292	0,179	0,125	0,160	0,100	0,025
5	0,453	0,419	0,242	0,238	0,598	0,222	0,328	0,328	0,125	0,104
6	0,701	0,637	0,429	0,452	0,904	0,266	0,531	0,495	0,150	0,183
7	0,948	0,855	0,617	0,667	1,210	0,309	0,733	0,663	0,175	0,263
8	1,000	0,905	0,631	0,673	1,283	0,310	0,765	0,703	0,201	0,269
9	1,051	0,955	0,644	0,678	1,356	0,399	0,796	0,743	0,226	0,275
10	1,102	1,005	0,658	0,684	1,429	0,487	0,827	0,783	0,251	0,281
11	1,154	1,055	0,672	0,690	1,502	0,488	0,858	0,823	0,276	0,288
12	1,401	1,273	0,859	0,905	1,808	0,532	1,061	0,991	0,301	0,367
13	1,649	1,492	1,046	1,119	2,114	0,575	1,264	1,159	0,326	0,446
14	1,896	1,710	1,234	1,333	2,420	0,618	1,466	1,327	0,351	0,525
15	1,948	1,760	1,247	1,339	2,493	0,620	1,498	1,367	0,376	0,531
16	1,999	1,810	1,261	1,345	2,566	0,708	1,529	1,407	0,401	0,538
17	2,050	1,860	1,275	1,351	2,639	0,796	1,560	1,446	0,426	0,544
18	2,102	1,910	1,288	1,357	2,712	0,797	1,592	1,486	0,451	0,550
19	2,349	2,128	1,476	1,571	3,018	0,841	1,794	1,654	0,476	0,629
20	2,597	2,347	1,663	1,786	3,324	0,884	1,997	1,822	0,501	0,709
21	2,844	2,565	1,851	2,000	3,630	0,927	2,200	1,990	0,526	0,788
22	2,896	2,615	1,864	2,006	3,703	0,929	2,231	2,030	0,551	0,794
23	2,947	2,665	1,878	2,012	3,776	1,017	2,262	2,070	0,577	0,800
24	2,999	2,715	1,892	2,018	3,849	1,105	2,294	2,110	0,602	0,807
25	3,050	2,765	1,905	2,023	3,922	1,106	2,325	2,150	0,627	0,813
26	3,298	2,983	2,093	2,238	4,228	1,150	2,528	2,318	0,652	0,892
27	3,545	3,202	2,280	2,452	4,534	1,193	2,730	2,485	0,677	0,971
28	3,793	3,420	2,468	2,667	4,840	1,237	2,933	2,653	0,702	1,050
29	3,844	3,470	2,481	2,672	4,913	1,238	2,964	2,693	0,727	1,057
30	3,895	3,520	2,495	2,678	4,986	1,326	2,995	2,733	0,752	1,063

Таблица Г.2. Изменение относительной величины потерь ЭЭ в электрической сети при загрузке 35 %

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7	Схема №8	Схема №9	Схема №10
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	3	4	5	6	7	8	9	10	5	11
	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$
	12800	12100	18400	19500	22500	45600	38300	27700	15400	24500
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,125	0,033	0,241	0,033	0,016	0,076	0,132	0,045	0,044	0,298
2	0,215	0,066	0,252	0,040	0,031	0,080	0,256	0,090	0,088	0,356
3	0,304	0,099	0,263	0,048	0,047	0,083	0,379	0,136	0,132	0,414
4	0,429	0,132	0,504	0,081	0,062	0,159	0,511	0,181	0,177	0,712
5	0,519	0,325	0,596	0,180	0,152	0,438	0,574	0,226	0,260	0,770
6	0,609	0,519	0,689	0,279	0,243	0,716	0,638	0,271	0,343	0,828
7	0,698	0,712	0,782	0,379	0,333	0,995	0,701	0,317	0,426	0,886
8	0,823	0,745	1,023	0,411	0,348	1,071	0,833	0,362	0,470	1,184
9	0,913	0,778	1,034	0,419	0,364	1,074	0,957	0,407	0,514	1,242
10	1,003	0,811	1,045	0,426	0,380	1,078	1,080	0,452	0,559	1,300
11	1,128	0,844	1,286	0,459	0,395	1,154	1,212	0,498	0,603	1,598
12	1,217	1,037	1,379	0,559	0,485	1,432	1,275	0,543	0,686	1,656
13	1,307	1,230	1,471	0,658	0,575	1,711	1,339	0,588	0,769	1,714
14	1,397	1,423	1,564	0,757	0,666	1,989	1,402	0,633	0,852	1,772
15	1,522	1,457	1,805	0,790	0,681	2,066	1,534	0,679	0,896	2,070
16	1,612	1,490	1,816	0,798	0,697	2,069	1,657	0,724	0,941	2,128
17	1,701	1,523	1,827	0,805	0,712	2,072	1,781	0,769	0,985	2,186
18	1,826	1,556	2,068	0,838	0,728	2,149	1,913	0,814	1,029	2,484
19	1,916	1,749	2,161	0,937	0,818	2,427	1,976	0,859	1,112	2,542
20	2,006	1,942	2,253	1,036	0,908	2,706	2,040	0,905	1,195	2,600
21	2,095	2,135	2,346	1,136	0,998	2,984	2,103	0,950	1,278	2,658
22	2,220	2,168	2,587	1,169	1,014	3,060	2,235	0,995	1,322	2,956
23	2,310	2,201	2,598	1,176	1,029	3,064	2,358	1,040	1,367	3,014
24	2,400	2,234	2,609	1,184	1,045	3,067	2,482	1,086	1,411	3,072
25	2,525	2,268	2,850	1,216	1,061	3,143	2,614	1,131	1,455	3,370
26	2,614	2,461	2,943	1,316	1,151	3,422	2,677	1,176	1,538	3,428
27	2,704	2,654	3,035	1,415	1,241	3,700	2,740	1,221	1,621	3,486
28	2,794	2,847	3,128	1,514	1,331	3,979	2,804	1,267	1,704	3,544
29	2,919	2,880	3,369	1,547	1,347	4,055	2,935	1,312	1,749	3,842
30	3,009	2,913	3,380	1,555	1,362	4,058	3,059	1,357	1,793	3,900

Продолжение таблицы Г.2

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	12	13	5	8	14	6	15	16	7	11
	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}
	21900	23500	18400	45600	25100	19500	26700	28300	22500	29300
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,123	0,173	0,029	0,003	0,237	0,001	0,017	0,022	0,016	0,021
2	0,246	0,346	0,166	0,153	0,475	0,055	0,145	0,131	0,031	0,064
3	0,369	0,519	0,304	0,303	0,712	0,109	0,274	0,240	0,047	0,108
4	0,492	0,692	0,333	0,307	0,949	0,109	0,291	0,261	0,062	0,129
5	0,689	0,865	0,470	0,470	1,186	0,206	0,531	0,492	0,152	0,172
6	0,885	1,038	0,607	0,633	1,424	0,302	0,771	0,723	0,243	0,215
7	1,082	1,212	0,744	0,796	1,661	0,398	1,011	0,954	0,333	0,259
8	1,205	1,385	0,774	0,800	1,898	0,399	1,028	0,976	0,348	0,280
9	1,328	1,558	0,911	0,950	2,136	0,452	1,156	1,084	0,364	0,323
10	1,451	1,731	1,048	1,099	2,373	0,506	1,285	1,193	0,380	0,366
11	1,574	1,904	1,077	1,103	2,610	0,507	1,302	1,215	0,395	0,388
12	1,771	2,077	1,214	1,266	2,848	0,603	1,542	1,446	0,485	0,431
13	1,968	2,250	1,352	1,429	3,085	0,699	1,782	1,677	0,575	0,474
14	2,164	2,423	1,489	1,592	3,322	0,795	2,022	1,908	0,666	0,518
15	2,287	2,596	1,518	1,596	3,559	0,796	2,039	1,929	0,681	0,539
16	2,410	2,769	1,655	1,746	3,797	0,850	2,167	2,038	0,697	0,582
17	2,533	2,942	1,792	1,896	4,034	0,904	2,296	2,147	0,712	0,625
18	2,656	3,115	1,822	1,899	4,271	0,905	2,313	2,169	0,728	0,646
19	2,853	3,289	1,959	2,062	4,509	1,001	2,553	2,400	0,818	0,690
20	3,050	3,462	2,096	2,226	4,746	1,097	2,793	2,631	0,908	0,733
21	3,246	3,635	2,233	2,389	4,983	1,193	3,032	2,861	0,998	0,776
22	3,369	3,808	2,263	2,392	5,221	1,194	3,049	2,883	1,014	0,797
23	3,492	3,981	2,400	2,542	5,458	1,248	3,178	2,992	1,029	0,841
24	3,615	4,154	2,537	2,692	5,695	1,302	3,306	3,101	1,045	0,884
25	3,738	4,327	2,566	2,695	5,932	1,303	3,323	3,123	1,061	0,905
26	3,935	4,500	2,703	2,859	6,170	1,399	3,563	3,353	1,151	0,948
27	4,132	4,673	2,841	3,022	6,407	1,495	3,803	3,584	1,241	0,992
28	4,328	4,846	2,978	3,185	6,644	1,591	4,043	3,815	1,331	1,035
29	4,451	5,019	3,007	3,188	6,882	1,592	4,060	3,837	1,347	1,056
30	4,574	5,192	3,144	3,338	7,119	1,646	4,189	3,946	1,362	1,099

Таблица Г.3. Изменение относительной величины потерь ЭЭ в электрической сети при загрузке 50 %

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7	Схема №8	Схема №9	Схема №10
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	3	4	5	6	7	8	9	10	5	11
	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$
	12800	12100	18400	19500	22500	45600	38300	27700	15400	24500
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,092	0,050	0,152	0,055	0,085	0,168	0,110	0,074	0,077	0,282
2	0,147	0,074	0,260	0,105	0,108	0,232	0,261	0,148	0,235	0,525
3	0,202	0,097	0,367	0,156	0,131	0,297	0,411	0,222	0,392	0,768
4	0,293	0,148	0,519	0,211	0,216	0,465	0,521	0,296	0,469	1,050
5	0,429	0,380	0,647	0,277	0,293	0,656	0,700	0,370	0,556	1,091
6	0,564	0,612	0,776	0,343	0,370	0,847	0,879	0,444	0,644	1,131
7	0,699	0,844	0,904	0,409	0,448	1,038	1,058	0,518	0,731	1,172
8	0,791	0,895	1,056	0,464	0,533	1,206	1,168	0,592	0,808	1,454
9	0,846	0,918	1,164	0,514	0,556	1,270	1,318	0,666	0,966	1,697
10	0,901	0,942	1,271	0,565	0,578	1,335	1,469	0,740	1,123	1,940
11	0,992	0,992	1,423	0,620	0,663	1,503	1,579	0,814	1,200	2,222
12	1,128	1,224	1,551	0,686	0,741	1,694	1,758	0,888	1,288	2,263
13	1,263	1,457	1,680	0,752	0,818	1,885	1,936	0,962	1,375	2,303
14	1,398	1,689	1,808	0,818	0,896	2,076	2,115	1,036	1,463	2,344
15	1,490	1,739	1,960	0,873	0,981	2,244	2,225	1,110	1,540	2,626
16	1,545	1,763	2,068	0,923	1,004	2,308	2,376	1,184	1,697	2,869
17	1,600	1,786	2,175	0,974	1,026	2,373	2,526	1,258	1,855	3,112
18	1,692	1,837	2,327	1,029	1,111	2,541	2,636	1,332	1,932	3,394
19	1,827	2,069	2,455	1,095	1,189	2,732	2,815	1,406	2,019	3,435
20	1,962	2,301	2,584	1,161	1,266	2,923	2,994	1,480	2,107	3,475
21	2,097	2,533	2,712	1,227	1,344	3,114	3,173	1,554	2,194	3,516
22	2,189	2,584	2,864	1,282	1,429	3,282	3,283	1,628	2,271	3,798
23	2,244	2,607	2,972	1,332	1,452	3,346	3,433	1,702	2,428	4,041
24	2,299	2,631	3,079	1,383	1,474	3,411	3,584	1,776	2,586	4,284
25	2,391	2,681	3,231	1,438	1,559	3,579	3,694	1,850	2,663	4,566
26	2,526	2,913	3,359	1,504	1,637	3,770	3,873	1,924	2,750	4,607
27	2,661	3,146	3,488	1,570	1,714	3,961	4,052	1,998	2,838	4,647
28	2,796	3,378	3,616	1,636	1,792	4,152	4,230	2,072	2,925	4,688
29	0,092	0,050	0,152	0,055	0,085	0,168	0,110	0,074	0,077	0,282
30	0,147	0,074	0,260	0,105	0,108	0,232	0,261	0,148	0,235	0,525

Продолжение таблицы Г.3

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	12	13	5	8	14	6	15	16	7	11
	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}
	21900	23500	18400	45600	25100	19500	26700	28300	22500	29300
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,169	0,121	0,097	0,118	0,121	0,055	0,156	0,149	0,070	0,062
2	0,338	0,275	0,195	0,235	0,275	0,110	0,312	0,297	0,076	0,125
3	0,506	0,429	0,292	0,353	0,429	0,165	0,468	0,446	0,082	0,187
4	0,675	0,550	0,390	0,470	0,550	0,219	0,624	0,595	0,151	0,249
5	1,138	1,168	0,578	0,588	1,168	0,320	0,780	0,744	0,166	0,311
6	1,601	1,786	0,765	0,705	1,786	0,420	0,937	0,892	0,180	0,374
7	2,064	2,404	0,953	0,823	2,404	0,520	1,093	1,041	0,195	0,436
8	2,232	2,525	1,051	0,941	2,525	0,575	1,249	1,190	0,265	0,498
9	2,401	2,679	1,148	1,058	2,679	0,629	1,405	1,339	0,271	0,560
10	2,570	2,832	1,246	1,176	2,832	0,684	1,561	1,487	0,277	0,623
11	2,739	2,953	1,343	1,293	2,953	0,739	1,717	1,636	0,346	0,685
12	3,202	3,571	1,531	1,411	3,571	0,839	1,873	1,785	0,361	0,747
13	3,664	4,189	1,718	1,529	4,189	0,939	2,029	1,934	0,375	0,809
14	4,127	4,808	1,906	1,646	4,808	1,039	2,185	2,082	0,390	0,872
15	4,296	4,928	2,004	1,764	4,928	1,094	2,341	2,231	0,460	0,934
16	4,465	5,082	2,101	1,881	5,082	1,149	2,498	2,380	0,466	0,996
17	4,634	5,236	2,199	1,999	5,236	1,204	2,654	2,529	0,472	1,059
18	4,802	5,357	2,296	2,116	5,357	1,259	2,810	2,677	0,541	1,121
19	5,265	5,975	2,484	2,234	5,975	1,359	2,966	2,826	0,556	1,183
20	5,728	6,593	2,671	2,352	6,593	1,459	3,122	2,975	0,570	1,245
21	6,191	7,211	2,859	2,469	7,211	1,559	3,278	3,124	0,585	1,308
22	6,360	7,332	2,957	2,587	7,332	1,614	3,434	3,272	0,655	1,370
23	6,528	7,486	3,054	2,704	7,486	1,669	3,590	3,421	0,661	1,432
24	6,697	7,640	3,152	2,822	7,640	1,724	3,746	3,570	0,667	1,494
25	6,866	7,761	3,249	2,940	7,761	1,778	3,902	3,719	0,736	1,557
26	7,329	8,379	3,437	3,057	8,379	1,879	4,059	3,867	0,751	1,619
27	7,792	8,997	3,625	3,175	8,997	1,979	4,215	4,016	0,765	1,681
28	8,254	9,615	3,812	3,292	9,615	2,079	4,371	4,165	0,780	1,744
29	8,423	9,736	3,910	3,410	9,736	2,134	4,527	4,314	0,849	1,806
30	8,592	9,890	4,007	3,527	9,890	2,188	4,683	4,462	0,856	1,868

Таблица Г.4. Изменение относительной величины потерь ЭЭ в электрической сети при загрузке 65 %

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7	Схема №8	Схема №9	Схема №10
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	3	4	5	6	7	8	9	10	5	11
	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$
	12800	12100	18400	19500	22500	45600	38300	27700	15400	24500
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,097	0,127	0,255	0,067	0,054	0,151	0,140	0,057	0,113	0,207
2	0,143	0,208	0,360	0,173	0,129	0,275	0,258	0,114	0,204	0,386
3	0,189	0,288	0,466	0,278	0,203	0,400	0,376	0,171	0,294	0,565
4	0,287	0,415	0,721	0,384	0,258	0,550	0,517	0,227	0,407	0,772
5	0,410	0,591	0,948	0,451	0,331	0,760	0,752	0,417	0,547	0,980
6	0,534	0,767	1,174	0,518	0,404	0,970	0,988	0,606	0,686	1,187
7	0,657	0,943	1,401	0,585	0,478	1,179	1,224	0,795	0,826	1,394
8	0,755	1,070	1,656	0,653	0,532	1,330	1,364	0,852	0,939	1,601
9	0,801	1,151	1,762	0,758	0,606	1,454	1,482	0,908	1,029	1,780
10	0,847	1,231	1,867	0,864	0,681	1,579	1,600	0,965	1,120	1,959
11	0,944	1,358	2,122	0,969	0,735	1,730	1,740	1,022	1,233	2,166
12	1,068	1,534	2,349	1,036	0,808	1,939	1,976	1,211	1,373	2,374
13	1,191	1,710	2,576	1,104	0,882	2,149	2,212	1,400	1,512	2,581
14	1,315	1,886	2,802	1,171	0,955	2,359	2,448	1,589	1,652	2,788
15	1,412	2,013	3,057	1,238	1,009	2,509	2,588	1,646	1,765	2,995
16	1,458	2,094	3,163	1,344	1,084	2,634	2,706	1,703	1,855	3,174
17	1,504	2,174	3,268	1,449	1,158	2,758	2,824	1,760	1,946	3,353
18	1,601	2,301	3,523	1,555	1,213	2,909	2,964	1,817	2,059	3,560
19	1,725	2,477	3,750	1,622	1,286	3,119	3,200	2,006	2,198	3,768
20	1,848	2,653	3,977	1,689	1,359	3,328	3,436	2,195	2,338	3,975
21	1,972	2,829	4,204	1,756	1,433	3,538	3,672	2,384	2,478	4,182
22	2,069	2,956	4,458	1,823	1,487	3,689	3,812	2,441	2,590	4,389
23	2,115	3,037	4,564	1,929	1,561	3,813	3,930	2,498	2,681	4,568
24	2,161	3,117	4,670	2,035	1,636	3,938	4,048	2,555	2,772	4,747
25	2,259	3,244	4,924	2,140	1,690	4,088	4,188	2,612	2,885	4,954
26	2,382	3,420	5,151	2,207	1,763	4,298	4,424	2,801	3,024	5,162
27	2,506	3,596	5,378	2,275	1,837	4,508	4,660	2,990	3,164	5,369
28	2,629	3,772	5,605	2,342	1,910	4,717	4,895	3,179	3,303	5,576
29	2,727	3,899	5,860	2,409	1,964	4,868	5,036	3,236	3,416	5,783
30	2,773	3,980	5,965	2,514	2,039	4,993	5,154	3,293	3,507	5,962

Продолжение таблицы Г.4

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	12	13	5	8	14	6	15	16	7	11
	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}	S _{ном тр}
	21900	23500	18400	45600	25100	19500	26700	28300	22500	29300
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,411	0,509	0,076	0,085	0,509	0,041	0,128	0,118	0,059	0,077
2	0,548	0,636	0,291	0,169	0,636	0,109	0,256	0,237	0,102	0,129
3	0,685	0,763	0,507	0,254	0,763	0,176	0,384	0,355	0,146	0,181
4	1,096	1,272	0,583	0,339	1,272	0,217	0,513	0,474	0,204	0,258
5	1,643	1,782	0,798	0,622	1,782	0,345	0,767	0,708	0,277	0,363
6	2,191	2,291	1,014	0,905	2,291	0,473	1,022	0,941	0,350	0,469
7	2,738	2,800	1,230	1,189	2,800	0,601	1,277	1,175	0,423	0,575
8	3,149	3,310	1,305	1,273	3,310	0,642	1,405	1,294	0,482	0,652
9	3,286	3,437	1,521	1,358	3,437	0,710	1,533	1,412	0,525	0,704
10	3,423	3,564	1,737	1,443	3,564	0,778	1,661	1,530	0,569	0,756
11	3,834	4,073	1,813	1,527	4,073	0,818	1,789	1,649	0,628	0,832
12	4,382	4,582	2,028	1,811	4,582	0,947	2,044	1,883	0,701	0,938
13	4,929	5,092	2,244	2,094	5,092	1,075	2,299	2,117	0,774	1,044
14	5,477	5,601	2,460	2,377	5,601	1,203	2,553	2,350	0,846	1,150
15	5,887	6,110	2,535	2,462	6,110	1,244	2,682	2,469	0,905	1,226
16	6,024	6,237	2,751	2,547	6,237	1,311	2,810	2,587	0,949	1,278
17	6,162	6,364	2,967	2,631	6,364	1,379	2,938	2,706	0,992	1,330
18	6,572	6,873	3,042	2,716	6,873	1,420	3,066	2,824	1,051	1,407
19	7,120	7,383	3,258	2,999	7,383	1,548	3,321	3,058	1,124	1,513
20	7,667	7,892	3,474	3,283	7,892	1,676	3,576	3,292	1,197	1,619
21	8,215	8,401	3,689	3,566	8,401	1,804	3,830	3,526	1,270	1,725
22	8,625	8,911	3,765	3,650	8,911	1,845	3,958	3,644	1,329	1,801
23	8,763	9,038	3,981	3,735	9,038	1,913	4,087	3,762	1,372	1,853
24	8,900	9,164	4,196	3,820	9,164	1,980	4,215	3,881	1,415	1,905
25	9,311	9,674	4,272	3,905	9,674	2,021	4,343	3,999	1,474	1,982
26	9,858	10,183	4,488	4,188	10,183	2,149	4,598	4,233	1,547	2,088
27	10,406	10,693	4,704	4,471	10,693	2,277	4,852	4,467	1,620	2,194
28	10,953	11,202	4,919	4,754	11,202	2,405	5,107	4,701	1,693	2,299
29	11,364	11,711	4,995	4,839	11,711	2,446	5,235	4,819	1,752	2,376
30	11,501	11,838	5,211	4,924	11,838	2,514	5,363	4,938	1,795	2,428

Таблица Г.5. Изменение относительной величины потерь ЭЭ в электрической сети при загрузке 50 %

Количество суток ремонт- ного режима	Схема №1	Схема №2	Схема №3	Схема №4	Схема №5	Схема №6	Схема №7	Схема №8	Схема №9	Схема №10
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	3	4	5	6	7	8	9	10	5	11
	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$
	12800	12100	18400	19500	22500	45600	38300	27700	15400	24500
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,131	0,169	0,202	0,084	0,054	0,173	0,188	0,153	0,127	0,173
2	0,177	0,307	0,321	0,168	0,095	0,297	0,300	0,199	0,207	0,524
3	0,224	0,445	0,440	0,252	0,135	0,421	0,412	0,245	0,287	0,874
4	0,354	0,614	0,643	0,336	0,190	0,594	0,600	0,397	0,414	1,047
5	0,475	0,764	0,846	0,451	0,323	0,837	0,882	0,573	0,581	1,221
6	0,596	0,915	1,050	0,565	0,456	1,080	1,163	0,748	0,748	1,394
7	0,717	1,065	1,253	0,680	0,590	1,322	1,445	0,924	0,915	1,568
8	0,848	1,234	1,455	0,764	0,644	1,495	1,633	1,076	1,043	1,741
9	0,894	1,372	1,574	0,848	0,685	1,620	1,745	1,122	1,122	2,091
10	0,941	1,510	1,693	0,932	0,725	1,744	1,857	1,168	1,202	2,442
11	1,072	1,679	1,896	1,016	0,780	1,917	2,045	1,321	1,329	2,615
12	1,193	1,829	2,099	1,131	0,913	2,159	2,327	1,496	1,496	2,788
13	1,314	1,979	2,302	1,245	1,046	2,402	2,608	1,672	1,663	2,962
14	1,435	2,130	2,506	1,360	1,180	2,645	2,890	1,847	1,831	3,135
15	1,565	2,299	2,708	1,444	1,234	2,818	3,078	2,000	1,958	3,309
16	1,612	2,437	2,827	1,528	1,275	2,942	3,190	2,046	2,038	3,659
17	1,658	2,574	2,946	1,612	1,315	3,066	3,302	2,092	2,117	4,009
18	1,789	2,744	3,149	1,696	1,369	3,239	3,490	2,245	2,244	4,183
19	1,910	2,894	3,352	1,810	1,503	3,482	3,772	2,420	2,412	4,356
20	2,031	3,044	3,555	1,925	1,636	3,724	4,053	2,596	2,579	4,529
21	2,152	3,194	3,759	2,039	1,770	3,967	4,335	2,771	2,746	4,703
22	2,283	3,364	3,961	2,124	1,824	4,140	4,523	2,924	2,873	4,876
23	2,329	3,502	4,080	2,208	1,865	4,264	4,635	2,970	2,953	5,227
24	2,375	3,639	4,199	2,292	1,905	4,389	4,747	3,016	3,033	5,577
25	2,506	3,809	4,401	2,376	1,959	4,562	4,935	3,168	3,160	5,750
26	2,627	3,959	4,605	2,490	2,093	4,804	5,217	3,344	3,327	5,924
27	2,748	4,109	4,808	2,605	2,226	5,047	5,498	3,519	3,494	6,097
28	2,869	4,259	5,012	2,719	2,360	5,289	5,780	3,695	3,661	6,270
29	3,000	4,429	5,214	2,803	2,414	5,462	5,968	3,848	3,789	6,444
30	3,046	4,566	5,333	2,887	2,454	5,587	6,080	3,893	3,868	6,794

Продолжение таблицы Г.5

Количество суток ремонтного режима	Схема №11	Схема №12	Схема №13	Схема №14	Схема №15	Схема №16	Схема №17	Схема №18	Схема №19	Схема №20
	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС	Кол. ПС
	12	13	5	8	14	6	15	16	7	11
	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$	$S_{\text{ном тр}}$
	21900	23500	18400	45600	25100	19500	26700	28300	22500	29300
	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$	$\delta W_{\text{отн}}, \%$
1	0,455	0,437	0,175	0,299	0,365	0,093	0,323	0,228	0,059	0,064
2	0,910	0,873	0,392	0,368	0,679	0,147	0,437	0,329	0,094	0,107
3	1,364	1,310	0,610	0,437	0,992	0,201	0,552	0,429	0,128	0,150
4	1,819	1,747	0,785	0,736	1,357	0,293	0,875	0,657	0,187	0,213
5	2,274	2,254	1,027	0,966	1,883	0,421	1,189	0,940	0,312	0,406
6	2,729	2,761	1,270	1,196	2,408	0,548	1,503	1,223	0,436	0,598
7	3,183	3,267	1,513	1,426	2,934	0,675	1,817	1,505	0,560	0,790
8	3,638	3,704	1,688	1,725	3,299	0,768	2,140	1,733	0,619	0,853
9	4,093	4,141	1,905	1,794	3,613	0,822	2,254	1,834	0,654	0,896
10	4,548	4,578	2,122	1,862	3,926	0,876	2,369	1,934	0,688	0,940
11	5,002	5,014	2,297	2,162	4,291	0,969	2,692	2,163	0,747	1,003
12	5,457	5,521	2,540	2,392	4,817	1,096	3,005	2,445	0,872	1,195
13	5,912	6,028	2,783	2,621	5,342	1,223	3,319	2,728	0,996	1,387
14	6,367	6,535	3,025	2,851	5,868	1,351	3,633	3,010	1,120	1,579
15	6,822	6,972	3,200	3,151	6,233	1,443	3,956	3,239	1,179	1,643
16	7,276	7,408	3,418	3,219	6,547	1,497	4,071	3,339	1,214	1,686
17	7,731	7,845	3,635	3,288	6,860	1,552	4,185	3,439	1,249	1,729
18	8,186	8,282	3,810	3,587	7,225	1,644	4,508	3,668	1,308	1,793
19	8,641	8,789	4,053	3,817	7,751	1,772	4,822	3,950	1,432	1,985
20	9,095	9,296	4,295	4,047	8,276	1,899	5,136	4,233	1,556	2,177
21	9,550	9,802	4,538	4,277	8,802	2,026	5,450	4,515	1,680	2,369
22	10,005	10,239	4,713	4,576	9,167	2,119	5,773	4,744	1,739	2,433
23	10,460	10,676	4,930	4,645	9,481	2,173	5,887	4,844	1,774	2,476
24	10,915	11,113	5,148	4,714	9,794	2,227	6,002	4,944	1,809	2,519
25	11,369	11,549	5,323	5,013	10,159	2,320	6,325	5,173	1,868	2,583
26	11,824	12,056	5,565	5,243	10,685	2,447	6,639	5,455	1,992	2,775
27	12,279	12,563	5,808	5,473	11,211	2,574	6,952	5,738	2,116	2,967
28	12,734	13,070	6,050	5,703	11,736	2,702	7,266	6,020	2,241	3,159
29	13,188	13,507	6,225	6,002	12,101	2,794	7,589	6,249	2,300	3,223
30	13,643	13,943	6,443	6,071	12,415	2,848	7,704	6,349	2,334	3,266

Таблица Г.6. Средние, максимальные и минимальные значения изменения относительной величины потерь ЭЭ в электрической сети при различной загрузке и длительности ремонтного режима

Количество суток ре- монтного режима	Относительное значение потерь ЭЭ, $\delta W_{\text{отн}}, \%$														
	Загрузка 20 %			Загрузка 35 %			Загрузка 50 %			Загрузка 65 %			Загрузка 80 %		
	Сред	Мах	Мин	Сред	Мах	Мин	Сред	Мах	Мин	Сред	Мах	Мин	Сред	Мах	Мин
7	0,56	1,21	0,17	0,73	1,66	0,26	0,99	2,40	0,19	1,21	2,80	0,42	1,41	3,27	0,56
14	1,13	2,42	0,35	1,47	3,32	0,52	1,98	4,81	0,39	2,43	5,60	0,85	2,81	6,53	1,12
21	1,69	3,63	0,53	2,20	4,98	0,78	2,96	7,21	0,58	3,64	8,40	1,27	4,22	9,80	1,68
30	2,32	4,98	0,75	3,10	7,12	1,10	4,17	9,89	0,86	5,13	11,84	1,80	5,98	13,94	2,33

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Экспериментальные графики зависимости изменения относительной величины потерь ЭЭ от количества суток (от 1 до 7) ремонтного режима электроснабжения сети [127]

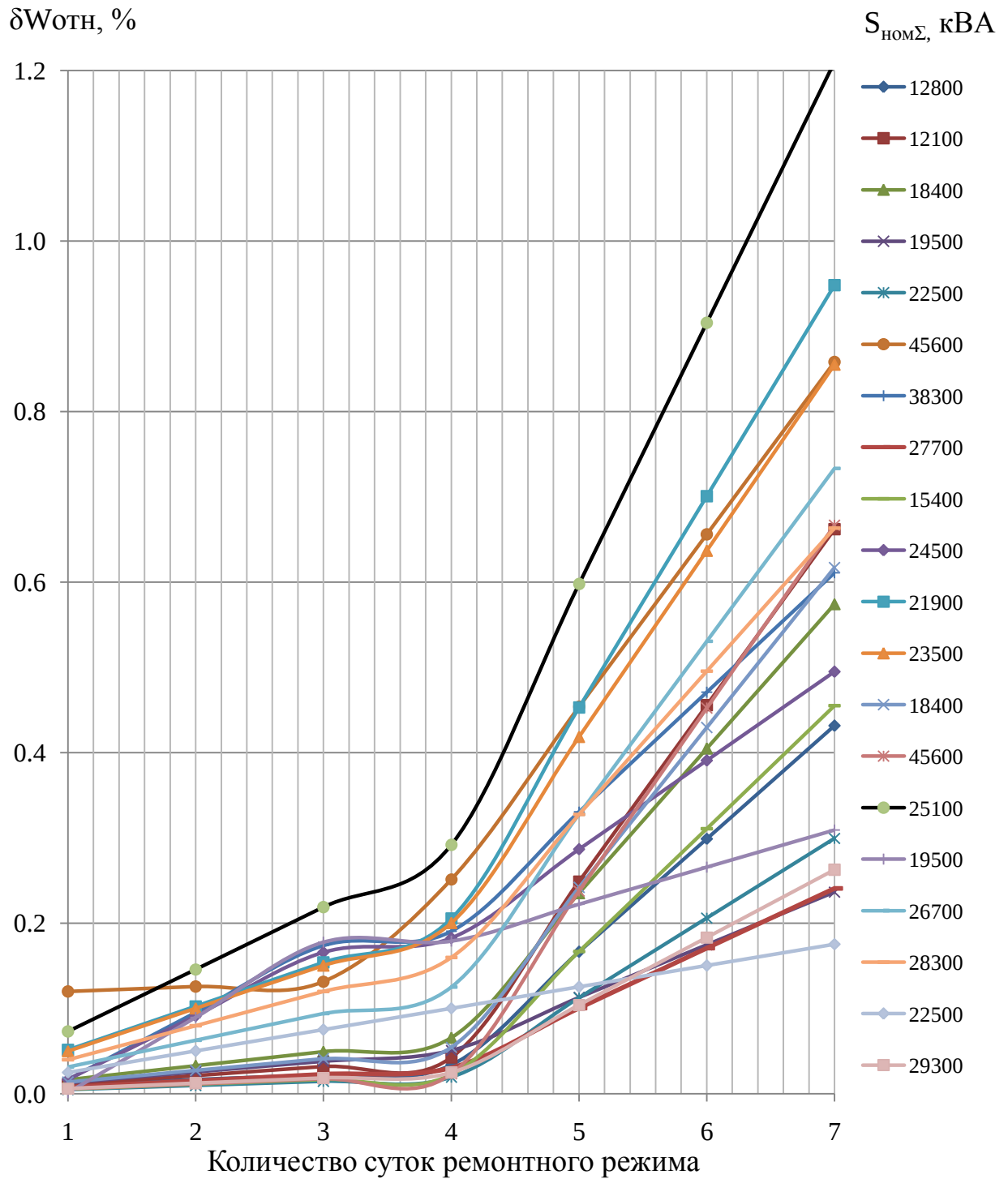


Рисунок Д.1. Графики зависимости относительного увеличения значения потерь ЭЭ от числа суток ремонтного режима при загрузке сети 20%

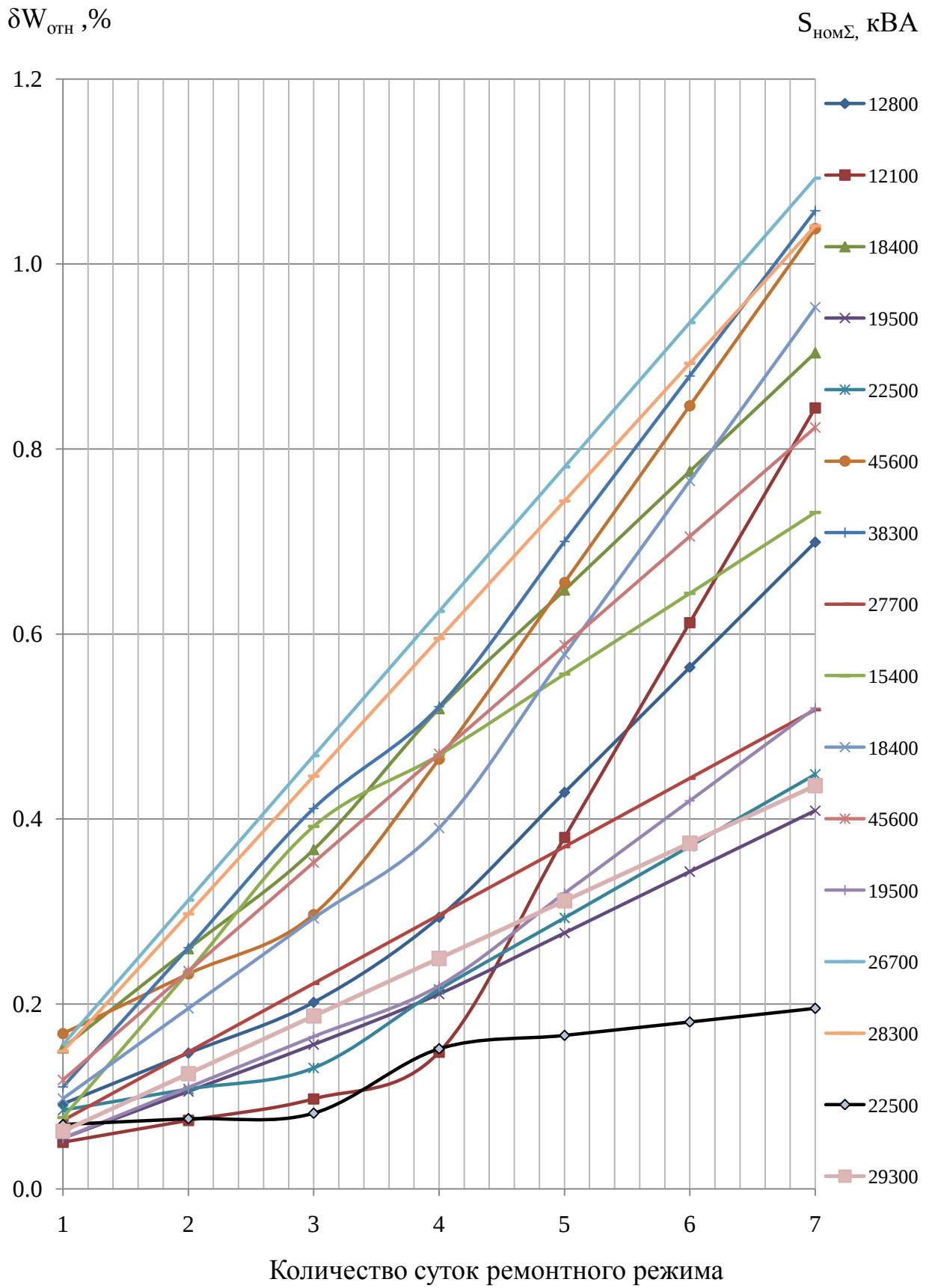
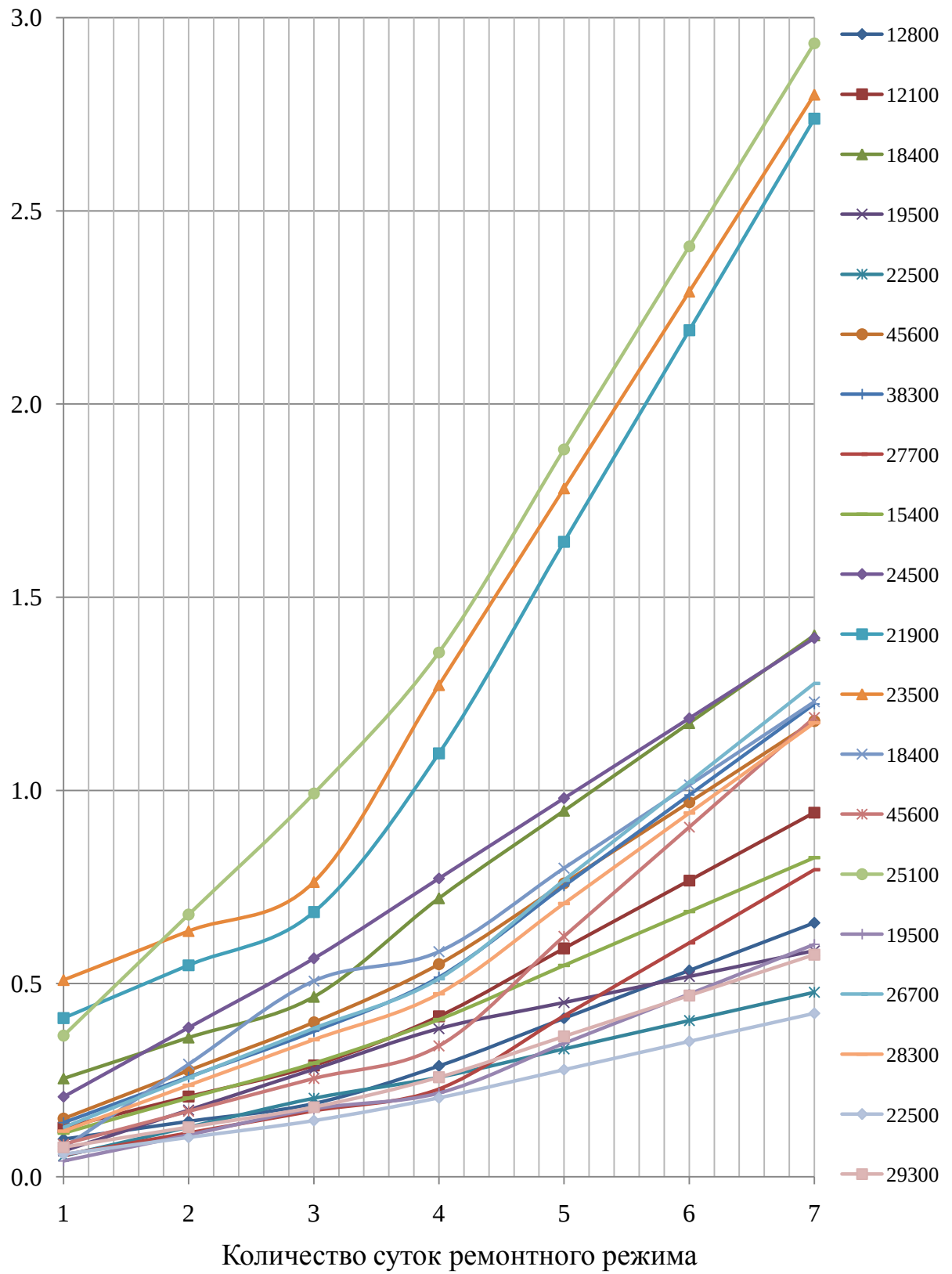


Рисунок Д.2. Графики зависимости относительного увеличения значения потерь ЭЭ от числа суток ремонтного режима при загрузке сети 50%

$\delta W_{OTH}, \%$ $S_{HOM\Sigma}, \text{кВА}$ 

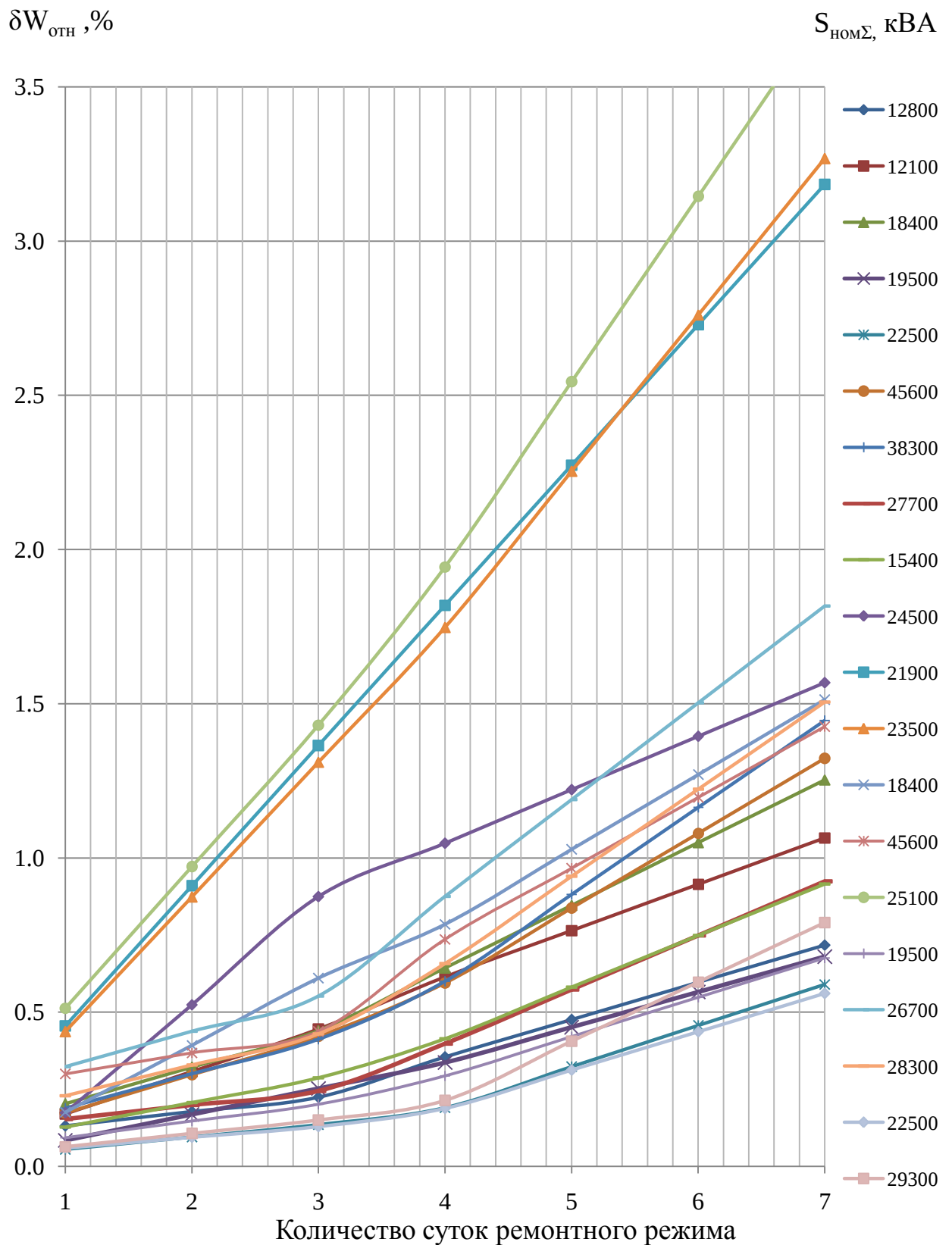


Рисунок Д.4. Графики зависимости относительного увеличения значения потерь ЭЭ от числа суток ремонтного режима при загрузке сети 80%

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Исходные данные и результаты расчётов потерь электроэнергии

Исходные данные и результаты расчётов для вторых и третьих характерных суток [127]

Таблица Е.1. Графики нагрузок для вторых характерных суток

№ узла	Степень											
	1		2		3		4		5		6	
	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$
1	207	0,75	207	0,80	207	0,95	204	0,70	200	0,80	200	0,70
2	223	0,80	223	0,70	223	0,75	207	0,70	302	0,90	302	0,75
3	293	0,80	293	0,70	293	0,75	324	0,70	293	0,90	293	0,75
4	102	0,65	102	0,70	102	0,80	95	0,75	118	0,80	118	0,70
5	127	0,80	127	0,80	127	0,85	130	0,75	134	0,80	134	0,90
6	213	0,75	213	0,80	213	0,95	216	0,70	207	0,80	207	0,70
7	420	0,80	420	0,70	420	0,75	404	0,70	388	0,90	388	0,75
8	413	0,80	413	0,70	413	0,75	398	0,70	382	0,90	382	0,75
№ узла	Степень											
	7		8		9		10		11		12	
	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$
1	200	0,80	204	0,95	200	0,75	204	0,95	207	0,90	204	0,80
2	302	0,90	207	0,85	302	0,80	207	0,85	223	0,90	207	0,70
3	293	0,90	324	0,85	293	0,80	324	0,85	293	0,90	324	0,70
4	118	0,80	95	0,80	118	0,80	95	0,80	102	0,65	95	0,70
5	134	0,80	130	0,85	134	0,90	130	0,85	127	0,90	130	0,80
6	207	0,80	216	0,95	207	0,75	216	0,95	213	0,90	216	0,80
7	388	0,90	404	0,85	388	0,80	404	0,85	420	0,90	404	0,70
8	382	0,90	398	0,85	382	0,80	398	0,85	413	0,90	398	0,70

Таблица Е.2. Потребление, потери ЭЭ и отпуск ЭЭ в сеть для вторых характерных суток

Параметр	Ремонтный режим		Нормальное электроснабжение			
			первый участок		второй участок	
	1 сут.	13 сут.	1 сут.	13 сут.	1 сут.	13 сут.
$W_{P_{г}}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	824,72	10721	382,87	4977,3	394,07	5122,9
$W_{Q_{г}}, \text{Мвар}\cdot\text{ч}$	601,32	7817,2	274,97	3574,6	276,99	3600,9
$W_{P_{п}}, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	754,88	9813,5	369,69	4805,9	385,19	5007,5
$W_{Q_{п}}, \text{Мвар}\cdot\text{ч}$	466,23	6060,9	230,62	2998,0	235,61	3062,9
$\Delta W_p, \text{МВт}\cdot\text{ч}$	69,836	907,87	131,80	44,349	8,8738	115,36
$\Delta W_Q, \text{Мвар}\cdot\text{ч}$	135,09	1756,3	171,34	576,54	41,387	538,03

Таблица Е.3. Графики нагрузок для третьих характерных суток

№ узла	Ступень											
	1		2		3		4		5		6	
	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$
1	73	0,75	60	0,80	70	0,90	83	0,95	102	0,80	86	0,70
2	169	0,80	153	0,70	169	0,80	184	0,75	200	0,75	216	0,70
3	169	0,80	153	0,70	169	0,80	184	0,75	200	0,75	216	0,70
4	48	0,65	64	0,70	64	0,85	89	0,80	32	0,65	38	0,75
5	35	0,80	38	0,80	45	0,90	57	0,85	64	0,90	80	0,75
6	73	0,75	60	0,80	70	0,80	83	0,95	102	0,80	86	0,70
7	296	0,80	328	0,70	343	0,80	312	0,75	296	0,75	264	0,70
8	302	0,80	334	0,70	350	0,80	318	0,75	302	0,75	270	0,70
№ узла	Ступень											
	7		8		9		10		11		12	
	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$	I_2, A	$\cos\varphi$
1	70	0,80	124	0,70	137	0,75	153	0,95	156	0,90	105	0,80
2	200	0,90	232	0,75	248	0,80	280	0,85	248	0,90	169	0,70
3	200	0,90	234	0,75	248	0,80	280	0,85	248	0,90	169	0,70
4	95	0,80	95	0,70	80	0,80	57	0,80	64	0,65	48	0,70
5	64	0,80	80	0,90	95	0,90	92	0,85	89	0,90	80	0,80
6	70	0,80	124	0,70	137	0,75	153	0,95	156	0,90	105	0,80
7	232	0,90	280	0,75	343	0,80	359	0,85	375	0,90	169	0,70
8	239	0,90	286	0,75	350	0,80	366	0,85	382	0,90	175	0,70

Таблица Е.4. Потребление, потери ЭЭ и отпуск ЭЭ в сеть для третьих характерных суток

Параметр	Ремонтный режим		Нормальное электроснабжение			
			первый участок		второй участок	
	1 сут.	8 сут.	1 сут.	8 сут.	1 сут.	8 сут.
$W_{P_{Г}}$, МВт*ч	527,64	4221,1	241,79	1934,4	261,37	2090,9
$W_{Q_{Г}}$, Мвар*ч	439,95	3519,6	197,42	1579,3	217,97	1743,8
$W_{P_{П}}$, МВт*ч	491,39	3931,1	235,14	1881,1	256,25	2049,9
$W_{Q_{П}}$, Мвар*ч	367,11	2936,9	174,02	1392,1	193,09	1544,7
ΔW_P , МВт*ч	36,256	290,05	6,6596	53,277	5,1246	40,997
ΔW_Q , Мвар*ч	72,840	582,72	23,399	187,19	24,886	199,09

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Исходные данные и результаты расчёта параметров электрической сети

Таблица Ж.1. Характерные суточные графики нагрузок предприятий различных отраслей промышленности (о.е.) [119]

№ гр.	Отрасль промышленности	Час	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
1	Угледобыча	P	0,80	0,80	0,83	0,83	0,93	0,93	0,93	0,83	0,92	1,0	0,89	0,80
		Q	0,83	0,83	0,87	0,87	0,96	0,96	0,96	0,89	0,94	1,0	0,93	0,85
2	Нефтепереработка	P	0,93	0,93	0,91	0,95	0,95	0,85	0,90	0,93	1,0	0,95	1,0	0,82
		Q	0,80	0,80	0,77	0,83	1,0	0,80	0,87	0,90	0,78	0,87	0,87	0,75
3	Торфоразработка	P	0,88	0,92	0,90	0,77	1,0	0,87	1,0	0,77	1,0	1,0	0,88	0,86
		Q	0,93	0,93	0,93	0,77	1,0	0,93	1,0	0,93	1,0	1,0	0,94	0,92
4	Черная металлургия	P	0,83	0,83	0,89	1,0	1,0	0,90	0,90	0,95	0,93	0,89	0,83	0,83
		Q	0,92	0,92	0,92	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,90	0,90	0,91
5	Цветная металлургия	P	0,95	0,95	0,95	0,98	1,0	0,98	1,0	1,0	0,95	0,95	0,95	0,95
		Q	0,98	0,98	0,98	0,99	1,0	0,98	1,0	1,0	0,98	0,98	0,98	0,98
6	Химическая	P	0,89	0,99	0,98	0,99	0,98	0,92	0,93	1,0	0,92	0,89	0,92	0,94
		Q	0,92	0,98	0,97	0,99	0,99	0,95	0,92	1,0	0,95	0,90	0,95	0,93
7	Тяжёлое машиностроение	P	0,73	0,84	0,82	0,84	0,85	1,0	1,0	0,92	0,89	0,83	0,93	0,79
		Q	0,88	0,92	0,92	0,96	0,84	1,0	1,0	0,95	0,96	0,92	0,90	0,87
8	Ремонтно-механическая	P	0,33	0,33	0,33	0,92	1,0	0,65	0,80	0,80	0,80	1,0	0,80,0	0,43
		Q	0,57	0,57	0,57	0,72	1,0	0,75	0,90	0,90	0,94	1,0	0,88	0,65
9	Станкостроение	P	0,46	0,46	0,63	0,85	1,0	0,80	1,0	0,94	0,73	0,76	0,73	0,58
		Q	0,63	0,65	0,76	1,0	0,96	0,90	0,93	0,97	0,83	0,86	0,85	0,73
10	Автомобильная	P	0,60	0,47	0,48	0,92	0,98	0,87	1,0	0,73	0,83	0,81	0,87	0,79
		Q	0,73	0,69	0,70	0,97	0,95	0,92	1,0	0,83	0,88	0,89	0,95	0,87
11	Деревообрабатывающая	P	0,33	0,31	0,37	0,80	1,0	0,75	0,92	0,80	0,83	0,74	0,72	0,39
		Q	0,31	0,31	0,27	0,72	1,0	0,84	1,0	0,84	0,72	0,61	0,58	0,30
12	Целлюлозно-бумажная	P	0,80	0,80	0,90	1,0	1,0	1,0	1,0	0,95	0,98	0,86	0,98	0,86
		Q	0,90	0,90	0,95	1,0	1,0	0,95	1,0	0,98	0,98	0,98	0,96	0,91
13	Легкая	P	0,36	0,35	0,44	0,96	1,0	0,93	0,93	0,94	0,93	0,93	0,61	0,41
		Q	0,20	0,13	0,20	0,91	0,98	0,98	0,95	1,0	0,86	0,90	0,63	0,24
14	Прядильно-ткацкое	P	0,60	0,60	0,56	0,90	1,0	0,81	0,96	0,90	1,0	0,92	0,71	0,60
		Q	0,76	0,76	0,79	0,89	1,0	0,89	0,98	0,94	1,0	1,0	0,88	0,76
15	Печатное и отделочное	P	0,70	0,70	0,70	0,89	0,89	1,0	0,95	0,95	0,92	0,88	0,84	0,70
		Q	0,83	0,83	0,83	0,93	0,93	1,0	0,97	0,97	0,95	0,92	0,86	0,83
16	Пищевая	P	0,70	0,67	0,70	0,88	1,0	0,94	0,94	0,88	0,89	0,86	0,78	0,69
		Q	0,50	0,46	0,47	0,82	1,0	0,93	1,0	0,87	0,82	0,73	0,64	0,50
17	Электроосвещение жилых домов	P	0,20	0,20	0,30	0,80	0,25	0,10	0,10	1,0	1,0	0,85	0,65	0,25
		Q	0,20	0,20	0,30	0,80	0,25	0,10	0,10	1,0	1,0	0,85	0,65	0,25
18	Электроосвещение общественных зданий	P	0,13	0,10	0,20	0,40	0,50	0,30	0,60	1,0	1,0	0,85	0,70	0,30
		Q	0,13	0,10	0,20	0,40	0,50	0,30	0,60	1,0	1,0	0,85	0,70	0,30
19	Электроосвещение городов населением 20-250 тыс. чел.	P	0,26	0,26	0,33	0,55	0,45	0,35	0,40	0,75	1,0	1,0	0,85	0,50
		Q	0,26	0,26	0,33	0,55	0,45	0,35	0,40	0,75	1,0	1,0	0,85	0,50
20	при односменной работе	P	0,10	0,10	0,10	1,0	1,0	0,50	1,0	1,0	0,10	0,10	0,10	0,10
		Q	0,10	0,10	0,10	1,0	1,0	0,50	1,0	1,0	0,10	0,10	0,10	0,10
21	при двухсменной работе	P	0,20	0,20	1,0	1,0	1,0	1,0	0,70	1,0	1,0	1,0	0,60	0,20
		Q	0,20	0,20	1,0	1,0	1,0	1,0	0,70	1,0	1,0	1,0	0,60	0,20

Таблица Ж.2. Суточные типовые обобщённые графики нагрузок [119]

№ графика	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
1	-0,6330	-0,7140	-0,7090	-0,0073	0,6180	0,3060	0,3270	0,4410	0,2380	0,2480	0,1820	-0,3000
2	-0,0928	-0,0423	-0,0815	-0,0345	-0,1190	0,0886	0,0102	0,0907	-0,1760	0,1960	0,1700	0,0118
3	-0,0556	-0,0091	0,0154	-0,0118	0,1430	-0,0233	-0,0922	-0,0937	0,1410	0,1080	0,1050	-0,2190

Таблица Ж.3. Исходные суточные графики нагрузок в узлах

T, ч	Исходные суточные графики нагрузок, МВт, Мвар									
	Поселок Таштып				Поселок Полтаково				Аскиз 3	
	Нагрузка 1		Нагрузка 2		Нагрузка 3		Нагрузка 4		Нагрузка 5	
	P_1	Q_1	P_2	Q_2	P_3	Q_3	P_4	Q_4	P_5	Q_5
0–2	3,438	1,015	2,239	0,672	0,575	0,197	0,785	0,185	3,719	0,841
2–4	3,516	1,011	2,249	0,672	0,568	0,196	0,775	0,185	3,772	0,841
4–6	3,644	1,000	2,391	0,670	0,577	0,197	0,801	0,184	3,922	0,853
6–8	3,894	0,965	2,749	0,669	0,626	0,194	0,823	0,172	4,256	0,887
8–10	3,927	0,966	2,847	0,665	0,670	0,175	0,819	0,163	4,320	0,916
10–12	3,803	0,964	2,688	0,650	0,658	0,173	0,763	0,160	4,235	0,909
12–14	3,643	0,981	2,486	0,631	0,630	0,175	0,714	0,161	4,119	0,890
14–16	3,518	0,928	2,499	0,618	0,606	0,179	0,697	0,161	4,005	0,857
16–18	3,700	0,906	2,704	0,628	0,629	0,167	0,752	0,160	4,165	0,839
18–20	3,732	0,948	2,706	0,646	0,650	0,171	0,791	0,163	4,139	0,855
20–22	3,615	0,963	2,528	0,644	0,636	0,176	0,797	0,165	4,109	0,845
22–24	3,457	0,973	2,312	0,654	0,591	0,181	0,776	0,168	3,953	0,846
Среднее	3,438	1,015	2,239	0,672	0,575	0,197	0,785	0,185	3,719	0,841

5tr_cred_istina — Блокнот

Файл Правка Формат Вид Справка

```

1 1 5 0.001 0.001 20 1.55 1.55/
2 1 1 35 3.657 0.968 0 0 /
2 1 2 35 2.533 0.652 0 0/
2 1 3 35 0.618 0.182 0 0/
2 1 4 35 0.774 0.169 0 0/
2 1 5 35 4.06 0.865 0 0/
2 1 6 35 0 0 0 0/
2 1 7 35 0 0 0 0/
2 1 8 35 0 0 0 0/
2 1 9 35 0 0 0 0/
2 2 10 38.0 0 0 0 0/
3 1 10 9 0.21 0.22 0.001/
3 1 9 7 12.11 12.23 0.001/
3 1 9 8 1.47 2.02 0.001/
3 1 7 6 10.62 14.61 0.001/
4 1 6 1 1.4 14.6 0/
4 1 6 2 1.4 14.6 0/
4 1 7 3 2.6 23.0 0/
4 1 7 4 1.4 14.6 0/
4 1 8 5 0.88 10.1 0/
2 3/
111 1/
111 2/
111 3/
222 1 3.438 3.516 3.644 3.894 3.927 3.803 3.643 3.518 3.700 3.732 3.615 3.457/
333 1 1.015 1.011 1.000 0.965 0.966 0.964 0.981 0.928 0.906 0.948 0.963 0.973/
222 2 2.239 2.249 2.391 2.749 2.847 2.688 2.486 2.499 2.704 2.706 2.528 2.312/
333 2 0.672 0.672 0.670 0.669 0.665 0.650 0.631 0.618 0.628 0.646 0.644 0.654/
222 3 0.575 0.568 0.577 0.626 0.670 0.658 0.630 0.606 0.629 0.650 0.636 0.591/
333 3 0.197 0.196 0.197 0.194 0.175 0.173 0.175 0.179 0.167 0.171 0.176 0.181/
222 4 0.785 0.775 0.801 0.823 0.819 0.763 0.714 0.697 0.752 0.791 0.797 0.776/
333 4 0.185 0.185 0.184 0.172 0.163 0.160 0.161 0.161 0.160 0.163 0.165 0.168/
222 5 3.719 3.722 3.922 4.256 4.320 4.235 4.119 4.005 4.165 4.139 4.109 3.953/
333 5 0.841 0.841 0.853 0.887 0.916 0.909 0.890 0.857 0.839 0.855 0.845 0.846/

```

Рисунок Ж.4. Форма представления исходных данных программном модуле

SETI

Таблица Ж.5. Параметры напряжений узлов схемы сети, полученные из расчёта УР для средних нагрузок

№ узла	P, МВт	Q, Мвар	Мод. U, кВ	Угол, эл.град.
1	3,66	0,97	30,71	-9,718
2	2,53	0,65	30,94	-8,726
3	0,62	0,18	34,3	-3,476
4	0,77	0,17	34,37	-3,344
5	4,06	0,86	37,85	-1,932
6	0	0	31,39	-6,558
7	0	0	34,47	-2,808
8	0	0	38,19	-0,336
9	0	0	38,4	-0,072
10	0	0	38,5	0

Примечание: балансирующему узлу присваивается номер с максимальным значением.

Таблица Ж.6. Суточные потери ЭЭ в сети

Ветвь	Рнач, МВт	Qнач, Мвар	Qлэп, Мвар	DP, МВт	DQ, Мвар	Модуль I, кА
1 6	-3,66	-0,97	0,00	0,022	0,232	0,073
2 6	-2,53	-0,65	0,00	0,010	0,109	0,050
3 7	-0,62	-0,18	0,00	0,001	0,008	0,011
4 7	-0,77	-0,17	0,00	0,001	0,008	0,014
5 8	-4,06	-0,86	0,00	0,011	0,125	0,064
6 7	-6,23	-1,97	0,00	0,480	0,660	0,123
6 1	3,68	1,20	0,00	0,022	0,232	0,073
6 2	2,55	0,76	0,00	0,010	0,109	0,050
7 9	-8,10	-2,99	0,00	0,787	0,795	0,147
7 6	6,71	2,62	0,00	0,480	0,660	0,123
7 3	0,62	0,19	0,00	0,001	0,008	0,011
7 4	0,78	0,18	0,00	0,001	0,008	0,014
8 9	-4,07	-0,99	0,00	0,018	0,025	0,064
8 5	4,07	0,99	0,00	0,011	0,125	0,064
9 10	-12,98	-4,80	0,00	0,028	0,029	0,211
9 7	8,89	3,79	0,00	0,787	0,795	0,147
9 8	4,09	1,01	0,00	0,018	0,025	0,064
10 9	13,01	4,83	0,00	0,028	0,029	0,211

Таблица Ж.7. Суммарные среднесуточные потери мощности (ЭЭ)

Суммарные активные, МВт : 1,3586;
Суммарные реактивные, Мвар : 1,9923.
В том числе активные ЛЭП, МВт : 1,3133;
в трансформаторах, МВт : 0,0453;
из них нагрузочные, МВт : 0,0453;
холостого хода, МВт : 0,00.
В том числе реактивные ЛЭП, Мвар : 1,5096;
в трансформаторах, Мвар : 0,4828;
из них нагрузочные, Мвар : 0,4828.
Суммарная генерация линий, Мвар : 0,0052.
При учёте ортогональных графиков нагрузки: 1,3618 МВт (32,683 МВт * час)

Таблица Ж.8. Суточная диаграмма модулей напряжений в узлах сети

№гр.	2 ч.	4 ч.	6 ч.	8 ч.	10 ч.	12 ч.	14 ч.	16 ч.	18 ч.	20 ч.	22 ч.	24 ч.	UWmin	UWmax
1	30,31	30,25	30,28	30,04	29,55	29,97	30,06	30,03	29,68	29,81	29,83	30,47	29,67	30,38
2	30,56	30,50	30,53	30,27	29,76	30,20	30,29	30,27	29,90	30,03	30,05	30,73	29,89	30,63
3	33,87	33,83	33,85	33,71	33,44	33,68	33,72	33,71	33,51	33,58	33,59	33,96	33,51	33,90
4	33,93	33,90	33,91	33,78	33,51	33,74	33,79	33,78	33,58	33,65	33,66	34,03	33,57	33,97
5	37,37	37,37	37,37	37,34	37,31	37,33	37,34	37,33	37,32	37,32	37,33	37,37	37,31	37,37
6	31,01	30,95	30,98	30,73	30,24	30,66	30,74	30,72	30,37	30,49	30,51	31,17	30,35	31,08
7	34,05	34,01	34,03	33,89	33,61	33,85	33,90	33,88	33,69	33,75	33,76	34,14	33,67	34,08
8	37,70	37,70	37,70	37,69	37,67	37,68	37,69	37,68	37,68	37,68	37,68	37,71	37,67	37,70
9	37,90	37,90	37,90	37,90	37,89	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,90	37,91	37,90	37,91

Таблица Ж.9. Параметры головного участка фидера

Суточный пропуск активной ЭЭ через головной участок фидера, кВт·ч	Суточный пропуск реактивной ЭЭ через головной участок фидера, квар·ч	Температура окружающей среды, °С	Скорость ветра, м/с	Коэффициент формы
311020	114160	20	0,0	0,90

5trr_propusk — Блокнот

Файл Правка Формат Вид Справка

К"Минусинская опорная" №1 Ф1-31 -- \$ - Расчет потерь ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ - \$

1 .050 20 311020 114160 24 0.90 /

101 0 /

2 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 /

301 1 10 9 0.21 0.22 .000 .0 .0000 .0000/

301 1 9 7 12.11 12.23 .000 .0 .0000 .0000/

301 1 9 8 1.47 2.020 .000 .000 0000 .0000/

301 1 7 6 10.62 14.610 .000 .000 0000 .0000/

301 1 6 1 1.40 14.600 .000 .000 0.3140 6300/

301 1 6 2 1.40 14.600 .000 .000 0.3140 6300/

301 1 7 3 2.60 23.000 .000 .000 0.3140 4000/

301 1 7 4 1.40 14.600 .000 .000 0.3140 6300/

301 1 8 5 0.88 10.100 .000 .000 0.3140 10000/

201 1 1 11.0 .00 .00 .00 .0 .0 .0/

201 2 1 11.0 .00 .00 .00 .0 .0 .0/

201 3 1 11.0 .00 .00 .00 .0 .0 .0/

201 4 1 11.0 0.00 .00 .00 .00 .0 .0/

201 5 1 11.0 .00 .00 .00 .00 .0 .0/

201 6 1 35.0 .00 .00 .00 .00 .0 .0/

201 7 1 35.0 .00 .00 .00 .00 .0 .0/

201 8 1 35.0 0.00 .00 .00 .00 .0 .0/

201 9 1 35.0 .00 .0 .00 .00 .0 .0/

201 10 1 37.0 .00 .0 .00 .00 .00 38.5 .0/

Рисунок Ж.10. Форма представления исходных данных программном модуле REG10PVT

Таблица Ж.11. Параметры напряжений узлов схемы сети, полученные из расчёта режима по данным пропуска ЭЭ

№узла	Мод. U, кВ	Фаза, град.	P _г , кВт	Q _г , квар	P _н , кВт	Q _н , квар	P _{хх} , кВт	Q _{хх} , квар
1	9,45	-7,98	0,00	0,00	2 481,54	910,85	0,00	0,00
2	9,45	-7,98	0,00	0,00	2 481,54	910,85	0,00	0,00
3	10,32	-4,77	0,00	0,00	1 575,58	578,32	0,00	0,00
4	10,33	-4,78	0,00	0,00	2 481,54	910,85	0,00	0,00
5	11,82	-1,83	0,00	0,00	3 938,96	1 445,80	0,00	0,00
6	30,68	-5,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	33,42	-2,96	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,74	-2,51
8	38,15	-0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	38,38	-0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	38,50	0,00	14 528	6 924	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица Ж.12. Суточные потери ЭЭ по ветвям

№п.п	Граничные узлы		Поток P, кВт	Поток Q, квар	Потери P, кВт	Потери Q, квар	Ток, кА	Qс, квар
	начало	конец						
1	1	6	2 481,38	910,76	10,88	112,61	0,161	0,00
2	2	6	2 481,38	910,76	10,88	112,61	0,161	0,00
3	3	7	1 575,50	578,28	6,80	59,95	0,094	0,00
4	4	7	2 481,42	910,80	9,11	94,29	0,148	0,00
5	5	8	3 938,95	1 445,79	11,05	125,42	0,205	0,00
6	6	1	-2 492,18	-1 023,37	10,80	112,61	0,051	0,00
7	6	2	-2 492,18	-1 023,37	10,80	112,61	0,051	0,00
8	6	7	4 984,36	2 046,74	327,66	450,77	0,101	0,00
9	7	6	-5 312,02	-2 497,51	327,66	450,77	0,101	0,00
10	7	3	-1 582,28	-638,24	6,78	59,95	0,029	0,00
11	7	4	-2 490,46	-1 005,09	9,04	94,30	0,046	0,00
12	7	9	9 383,02	4 138,32	1 140,44	1 151,74	0,177	0,00
13	8	5	-3 949,88	-1 571,22	10,93	125,43	0,064	0,00
14	8	9	3 949,89	1 571,08	18,26	25,09	0,064	0,00
15	9	7	-10 523,46	-5 290,06	1 140,44	1 151,74	0,177	0,00
16	9	8	-3 968,15	-1 596,17	18,26	25,09	0,064	0,00
17	9	10	14 491,36	6 885,92	36,70	38,44	0,241	0,00
18	10	9	-14 528,06	-6 924,36	36,70	38,44	0,241	0,00

Таблица Ж.13. Суточные потери ЭЭ и доверительный интервал технических и нормативных потерь ЭЭ

Пропуск ЭЭ через головной участок фидера : 311020 кВт*час
Пропуск реактивной ЭЭ : 114160 квар*час
Время работы : 24 час.
Cos(φ) : 0,939
Коэффициент формы : 0,90
Загрузка сети : 48,93 %
Суммарная мощность трансформаторов : 32900 кВА
Потери ЭЭ в линиях : 25759,01 кВт*час
в трансформаторах : 817,65 кВт*час
в т.ч. нагрузочные : 817,65 кВт*час
холостого хода : 0,00 кВт*час
Суммарные потери ЭЭ : 26576,66 кВт*час. Доля от W _p : 8,55 %
Доверительный интервал техн. потерь ЭЭ : (24583,41 - 28569,91) кВт*час.
Норматив отчётных потерь ЭЭ : 28131,76 кВт*час. Доля от W _p : 9,05 %
Доверительный интервал норматива отч. потерь ЭЭ : (23028,31 - 30125,01) кВт*час.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Примеры протоколов программных модулей SETI, REG10PVT, VES и RES [137]

---- ПРОГРАММА "POTER1" (ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ "SETI") ---- (версия 2.2)

Авторы:
Герасименко А. А.
Пузырев Е. В.

ПРОТОКОЛ

расчёта установившегося режима и интегральных характеристик при средних нагрузках

Исходные данные по узлам схемы

№ узла	U _{ном} , кВ	P _н , МВт	Q _н , Мвар	P _г , МВт	Q _г , Мвар
1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	35,00	2,85	1,31	0,00	0,00
4	35,00	3,56	1,54	0,00	0,00
5	35,00	2,85	1,23	0,00	0,00
6	35,00	2,60	1,31	0,00	0,00
7	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	35,00	1,54	0,71	0,00	0,00
10	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	35,00	1,57	0,66	0,00	0,00
12	35,00	0,67	0,28	0,00	0,00
13	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	35,10	0,00	0,00	0,00	0,00

Номер балансирующего узла : 14.

Исходные данные по ветвям схемы

№пп	№ начального узла	№ конечного узла	R _л (т), Ом	X _л (т), Ом	Проводимость Вл, См*1000
1	14	1	4,29	3,82	0,001
2	14	2	3,00	2,67	0,001
3	14	7	3,50	1,50	0,001
4	14	8	2,14	1,91	0,001
5	8	10	2,14	1,91	0,001
6	7	13	1,50	1,34	0,001
7	1	4	1,40	14,60	0,000
8	2	3	2,60	23,00	0,000
9	7	5	1,40	14,60	0,000
10	8	6	2,60	23,00	0,000
11	2	9	5,10	31,90	0,000
12	10	11	2,60	23,00	0,000
13	13	12	12,40	49,20	0,000

Число узлов схемы : 14; Число ветвей схемы : 13.

СУТОЧНЫЙ РЕЖИМ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В СЕТИ

№ уз	Пар.	2 ч.	4 ч.	6 ч.	8 ч.	10 ч.	12 ч.	14 ч.	16 ч.	18 ч.	20 ч.	22 ч.	24 ч.
3	P	2,45	2,38	2,42	2,80	3,50	3,43	3,22	3,15	2,94	2,87	2,63	2,38
3	Q	0,94	0,91	0,88	1,29	1,75	1,68	1,65	1,61	1,44	1,36	1,29	0,98
4	P	1,95	1,85	1,80	3,75	5,00	4,50	4,60	4,45	4,55	4,40	3,80	2,10
4	Q	0,55	0,45	0,40	1,90	2,50	2,40	2,05	2,15	2,00	1,95	1,50	0,60
5	P	1,56	1,48	1,44	3,00	4,00	3,60	3,68	3,56	3,64	3,52	3,04	1,68
5	Q	0,44	0,36	0,32	1,52	2,00	1,92	1,64	1,72	1,60	1,56	1,20	0,48

6	P	2,24	2,18	2,21	2,56	3,20	3,14	2,94	2,88	2,69	2,62	2,40	2,18
6	Q	0,94	0,91	0,88	1,29	1,75	1,68	1,65	1,61	1,44	1,36	1,29	0,98
9	P	1,33	1,29	1,31	1,52	1,90	1,86	1,75	1,71	1,60	1,56	1,43	1,29
9	Q	0,51	0,49	0,47	0,70	0,95	0,91	0,89	0,87	0,78	0,74	0,70	0,53
11	P	0,70	0,70	1,05	2,80	0,98	0,35	0,35	3,50	3,50	3,08	1,40	0,39
11	Q	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,81	0,81	0,63	0,63
12	P	0,30	0,30	0,45	1,20	0,42	0,15	0,15	1,50	1,50	1,32	0,60	0,17
12	Q	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,34	0,34	0,27	0,27

ОБОБЩЁННЫЕ ГРАФИКИ

Нагрузка	2 ч.	4 ч.	6 ч.	8 ч.	10 ч.	12 ч.	14 ч.	16 ч.	18 ч.	20 ч.	22 ч.	24 ч.
1	-0,6330	-0,7140	-0,7090	-0,0073	0,6180	0,3060	0,3270	0,4410	0,2380	0,2480	0,1820	-0,3000
2	-0,0928	-0,0423	-0,0815	-0,0345	-0,1490	0,0886	0,0192	0,0907	-0,1760	0,1960	0,1700	0,0118
3	-0,0556	0,0097	-0,0154	-0,0118	0,1430	-0,0233	-0,0922	-0,0937	0,1410	0,1080	0,1050	-0,2190

Программные константы : число итераций - 10; EPS - 1E-7; EPS1 - 1E-7; Температура - 20; KVmax - 1,55; KVmin - 1,55.

ЗАКОНЧЕНЫ ВВОД И ОБРАБОТКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Расчёт установившегося режима электрической сети

Номер первой свободной триады - 41

Номер первой свободной триады - 8

Итерация : 1

1 RMOD = 1,74E-002 ТОКМ = 0,00E+000

Итерация : 2

1 RMOD = 3,11E-003 ТОКМ = 0,00E+000

Итерация : 3

1 RMOD = 1,98E-007 ТОКМ = 0,00E+000

Итерация : 4

1 RMOD = 1,02E-011 ТОКМ = 0,00E+000

2 RMOD = 3,09E-011 ТОКМ = 0,00E+000

3 RMOD = 6,29E-008 ТОКМ = 9,40E-002

4 RMOD = 1,32E-007 ТОКМ = 1,15E-001

Итерация : 5

1 RMOD = 0,00E+000 ТОКМ = 0,00E+000

2 RMOD = 0,00E+000 ТОКМ = 0,00E+000

3 RMOD = 1,47E-009 ТОКМ = 9,40E-002

4 RMOD = 2,57E-009 ТОКМ = 1,15E-001

5 RMOD = 1,80E-008 ТОКМ = 9,13E-002

6 RMOD = 1,14E-008 ТОКМ = 8,69E-002

7 RMOD = 1,14E-007 ТОКМ = 0,00E+000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ
ПРИ СРЕДНИХ НАГРУЗКАХ

ИНФОРМАЦИЯ ОБ УЗЛАХ

№пп	P, МВт	Q, Мвар	Мод. U, кВ	Угол, эл.град.	Небаланс
1	0,000	0,000	34,462	-0,296	Pneb = -3,00E-005; Qneb = 0,00E+000;
2	0,000	0,000	34,536	-0,231	Pneb = -8,00E-005; Qneb = -1,00E-005;
3	2,847	1,315	33,357	-3,319	Pneb = 0,00E+000; Qneb = 0,00E+000;
4	3,563	1,538	33,613	-2,763	Pneb = 0,00E+000; Qneb = 0,00E+000;
5	2,850	1,230	34,006	-1,916	Pneb = 0,00E+000; Qneb = 0,00E+000;
6	2,603	1,315	33,576	-2,931	Pneb = 0,00E+000; Qneb = 0,00E+000;

7	0,000	0,000	34,671	0,023	$P_{neb} = -2,00E-005$; $Q_{neb} = -4,00E-005$;
8	0,000	0,000	34,719	-0,155	$P_{neb} = -1,00E-004$; $Q_{neb} = -6,00E-005$;
9	1,545	0,714	33,597	-2,485	$P_{neb} = 0,00E+000$; $Q_{neb} = 0,00E+000$;
10	0,000	0,000	34,583	-0,225	$P_{neb} = -1,30E-004$; $Q_{neb} = -3,00E-005$;
11	1,566	0,659	34,002	-1,897	$P_{neb} = 0,00E+000$; $Q_{neb} = 0,00E+000$;
12	0,671	0,283	33,964	-1,436	$P_{neb} = 0,00E+000$; $Q_{neb} = 0,00E+000$;
13	0,000	0,000	34,630	0,002	$P_{neb} = -1,20E-004$; $Q_{neb} = -3,00E-005$;
14	0,000	0,000	35,100	0,000	$P_{neb} = 1,60E+001$; $Q_{neb} = 8,07E+000$;

ИНФОРМАЦИЯ О ВЕТВЯХ

Ветвь		Рнач, МВт	Qнач, Мвар	Qлэп, Мвар	DP, МВт	DQ, Мвар	Модуль I, кА
1	14	-3,58	-1,73	0,00	0,057	0,051	0,067
1	4	3,58	1,73	0,00	0,019	0,195	0,067
2	14	-4,43	-2,31	0,00	0,063	0,056	0,084
2	3	2,87	1,52	0,00	0,023	0,203	0,054
2	9	1,56	0,80	0,00	0,013	0,082	0,029
3	2	-2,85	-1,31	0,00	0,023	0,203	0,054
4	1	-3,56	-1,54	0,00	0,019	0,195	0,067
5	7	-2,85	-1,23	0,00	0,012	0,122	0,053
6	8	-2,60	-1,31	0,00	0,020	0,174	0,050
7	14	-3,54	-1,66	0,00	0,044	0,019	0,065
7	13	0,68	0,31	0,00	0,001	0,001	0,012
7	5	2,86	1,35	0,00	0,012	0,122	0,053
8	14	-4,20	-2,21	0,00	0,040	0,036	0,079
8	10	1,58	0,72	0,00	0,005	0,005	0,029
8	6	2,62	1,49	0,00	0,020	0,174	0,050
9	2	-1,54	-0,71	0,00	0,013	0,082	0,029
10	8	-1,57	-0,72	0,00	0,005	0,005	0,029
10	11	1,57	0,72	0,00	0,006	0,057	0,029
11	10	-1,57	-0,66	0,00	0,006	0,057	0,029
12	13	-0,67	-0,28	0,00	0,006	0,023	0,012
13	7	-0,68	-0,31	0,00	0,001	0,001	0,012
13	12	0,68	0,31	0,00	0,006	0,023	0,012
14	1	3,64	1,78	0,00	0,057	0,051	0,067
14	2	4,49	2,37	0,00	0,063	0,056	0,084
14	7	3,58	1,67	0,00	0,044	0,019	0,065
14	8	4,24	2,24	0,00	0,040	0,036	0,079

Максимальный небаланс: по $P_{neb} = -1,32E-04$ в узле 10 и по $Q_{neb} = -6,04E-05$ в узле

СУММАРНЫЕ ПОТЕРИ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Активные, МВт : 0,3086;

Реактивные, МВт : 1,0219.

В том числе активные ЛЭП, МВт : 0,2104;

в трансформаторах, МВт : 0,0982;

из них нагрузочные, МВт : 0,0982;

холостого хода, МВт : 0,0000.

В том числе реактивные ЛЭП, Мвар : 0,1669;

в трансформаторах, Мвар : 0,8550;

из них нагрузочные, Мвар : 0,8550;

холостого хода, Мвар : 0,0000.

Суммарная генерация линий, Мвар : 0,0073.

ВЫПОЛНЕН РАСЧЁТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

СОБСТВЕННЫЙ ВЕКТОР - 1

0,00000E+00	0,00000E+00	1,03031E-02	3,48208E-02	2,75351E-02	9,35851E-03
0,00000E+00	0,00000E+00	5,55320E-03	0,00000E+00	1,30900E-02	5,61630E-03
0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	8,83446E-03	2,19680E-02	1,73716E-02
8,77684E-03	0,00000E+00	0,00000E+00	4,76165E-03	0,00000E+00	4,63585E-04
1,98913E-04	0,00000E+00				

СОБСТВЕННЫЙ ВЕКТОР - 2

0,00000E+00	0,00000E+00	5,99816E-04	7,45314E-03	5,89369E-03	5,44827E-04
0,00000E+00	0,00000E+00	3,23295E-04	0,00000E+00	3,49691E-03	1,50036E-03
0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	1,53628E-03	4,32032E-03	3,41636E-03
1,52627E-03	0,00000E+00	0,00000E+00	8,28036E-04	0,00000E+00	7,52743E-05
3,22943E-05	0,00000E+00				

СОБСТВЕННЫЙ ВЕКТОР - 3

0,00000E+00	0,00000E+00	3,24267E-03	1,59995E-02	1,26518E-02	2,94539E-03
0,00000E+00	0,00000E+00	1,74770E-03	0,00000E+00	1,36741E-02	5,86691E-03
0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	2,68486E-03	9,00861E-03	7,12366E-03
2,66735E-03	0,00000E+00	0,00000E+00	1,44712E-03	0,00000E+00	1,01974E-03
4,37583E-04	0,00000E+00				

ГАММА - РЕШЕНИЕ - 1

-2,39880E-01	-8,48040E-02	-3,18354E-01	-6,23425E-01	-4,44408E-01	-2,96923E-01
-1,44425E-01	-6,75178E-02	-2,67154E-01	-9,77976E-02	-1,45739E-01	-2,35758E-01
-1,53621E-01	1,06268E-02	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00
0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00
0,00000E+00	0,00000E+00				

ГАММА - РЕШЕНИЕ - 2

-4,87667E-02	-9,09331E-03	-4,60401E-02	-1,22894E-01	-8,96363E-02	-4,83609E-02
-3,11599E-02	-1,17847E-02	-3,71880E-02	-1,94860E-02	-3,05347E-02	-5,38678E-02
-3,34804E-02	-7,26455E-04	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00
0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00
0,00000E+00	0,00000E+00				

ГАММА - РЕШЕНИЕ - 3

-1,04355E-01	-2,60938E-02	-9,66201E-02	-2,61080E-01	-2,00239E-01	-1,12924E-01
-7,69005E-02	-4,35337E-02	-8,13754E-02	-7,55333E-02	-1,38079E-01	-1,83769E-01
-8,65501E-02	-6,94437E-03	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00
0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00	0,00000E+00
0,00000E+00	0,00000E+00				

ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЖИМОВ

ПОТЕРИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ) :

ПРИ УЧЁТЕ ГРАФИКОВ : 0,3345 МВт (8,0280 МВт * ч) .

СУТОЧНЫЙ РЕЖИМ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, кВ

№гп.	2 ч.	4 ч.	6 ч.	8 ч.	10 ч.	12 ч.	14 ч.	16 ч.	18 ч.	20 ч.	22 ч.	24 ч.	UWmin	UWmax
1	34,89	34,85	34,89	34,49	34,05	34,28	34,37	34,28	34,27	34,14	34,19	34,83	34,05	34,87
2	34,68	34,67	34,68	34,54	34,40	34,48	34,50	34,47	34,47	34,45	34,46	34,65	34,40	34,67
3	33,89	33,87	33,91	33,39	32,85	33,13	33,20	33,10	33,13	33,00	33,06	33,77	32,84	33,88
4	34,73	34,62	34,72	33,69	32,56	33,15	33,37	33,14	33,12	32,79	32,92	34,56	32,55	34,68
5	34,81	34,73	34,80	34,06	33,24	33,68	33,84	33,68	33,64	33,40	33,49	34,71	33,24	34,77
6	34,09	34,05	34,10	33,61	33,08	33,36	33,45	33,35	33,34	33,21	33,27	34,00	33,08	34,07
7	34,94	34,90	34,93	34,69	34,41	34,57	34,63	34,57	34,54	34,46	34,49	34,92	34,41	34,93
8	34,85	34,83	34,84	34,73	34,58	34,67	34,71	34,68	34,64	34,62	34,63	34,85	34,59	34,85
9	34,05	34,03	34,06	33,62	33,17	33,40	33,47	33,38	33,40	33,30	33,35	33,94	33,16	34,03
10	34,78	34,74	34,76	34,60	34,37	34,52	34,57	34,54	34,46	34,42	34,44	34,80	34,39	34,78
11	34,31	34,23	34,27	34,03	33,65	33,91	34,01	33,96	33,79	33,73	33,76	34,38	33,69	34,32
12	34,44	34,34	34,40	34,00	33,46	33,80	33,95	33,85	33,68	33,55	33,60	34,50	33,49	34,43
13	34,92	34,88	34,91	34,65	34,35	34,52	34,59	34,53	34,48	34,40	34,43	34,91	34,35	34,91

РАСЧЁТ ВЫПОЛНЕН

----- ПРОГРАММА ROTER1 V1.1 (ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ "REG10PVT") -----

Авторы:
Герасименко А. А.
Пузырев Е. В.

(версия 2.2)

ПРОТОКОЛ

расчёта потерь электроэнергии по заданному отпуску

ПРОГРАММНЫЕ КОНСТАНТЫ

Точность	Температура, град	Отпуск активной ЭЭ W_p , кВт*ч	Отпуск реактивной ЭЭ W_q , квар*ч	Время работы, ч	Коэффициент формы	Скорость ветра, м/с
0,05	20	381 452,00	194 786,00	24	1,00	0,00

Исходные данные по узлам схемы

№ узла	Uном,кВ	Pн, кВт	Qн, квар	Pг,кВт	Qг, квар	Uмод,кВ	Фаза, град.
1	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	11,00	2 215,17	1 131,16	0,00	0,00	0,00	0,00
4	11,00	3 488,89	1 781,58	0,00	0,00	0,00	0,00
5	11,00	3 488,89	1 781,58	0,00	0,00	0,00	0,00
6	11,00	2 215,17	1 131,16	0,00	0,00	0,00	0,00
7	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	11,00	1 384,48	706,98	0,00	0,00	0,00	0,00
10	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	11,00	2 215,17	1 131,16	0,00	0,00	0,00	0,00
12	11,00	886,07	452,46	0,00	0,00	0,00	0,00
13	35,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	36,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	0,00

Исходные данные по ветвям схемы

№гп	№ начального узла	№ конечного узла	Rл (т), Ом	Xл (т), Ом	Проводимость Гл, См*6	Проводимость Вл, См*6	Kтр	Sном, кВА
1	14	1	4,290	3,820	0,000	0,000	0	0
2	14	2	3,000	2,670	0,000	0,000	0	0
3	14	7	3,500	1,500	0,000	0,000	0	0
4	14	8	2,140	1,910	0,000	0,000	0	0
5	8	10	2,140	1,910	0,000	0,000	0	0
6	7	13	1,500	1,340	0,000	0,000	0	0
7	1	4	1,400	14,600	0,000	0,000	0,314	6300
8	2	3	2,600	23,000	0,000	0,000	0,314	4000

10	8	6	2,600	23,000	0,000	0,000	0,314	4000
11	2	9	5,100	31,900	0,000	0,000	0,314	2500
12	10	11	2,600	23,000	0,000	0,000	0,314	4000
13	13	12	12,400	49,200	0,000	0,000	0,314	1600

ЗАКОНЧЕНЫ ВВОД И ОБРАБОТКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

РЕЗУЛЬТАТ

ИНФОРМАЦИЯ ПО УЗЛАМ

№узла	Мод. U, кВ	Фаза, град.	Pг, кВт	Qг, квар	Pн, кВт	Qн, квар	Pхх, кВт	Qхх, квар
1	35,36	-0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	35,54	-0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	10,86	-2,40	0,00	0,00	2 215,17	1 131,16	0,00	0,00
4	10,81	-2,50	0,00	0,00	3 488,89	1 781,58	0,00	0,00
5	10,85	-2,18	0,00	0,00	3 488,89	1 781,58	0,00	0,00
6	10,88	-2,37	0,00	0,00	2 215,17	1 131,16	0,00	0,00
7	35,46	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	35,60	-0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	10,89	-2,05	0,00	0,00	1 384,48	706,98	0,00	0,00
10	35,39	-0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	10,82	-2,47	0,00	0,00	2 215,17	1 131,16	0,00	0,00
12	10,81	-1,72	0,00	0,00	886,07	452,46	0,00	0,00
13	35,40	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	36,00	0,00	16 215,45	9 119,50	0,00	0,00	0,00	0,00

ИНФОРМАЦИЯ ПО ВЕТВЯМ

№п.п	Граничные узлы		Поток P, кВт	Поток Q, квар	Потери P, кВт	Потери Q, квар	Ток, кА	Qс, квар
	начало	конец						
1	1	4	-3 507,11	-1 969,76	18,12	188,91	0,066	0,00
2	1	14	3 507,11	1 969,76	55,51	49,43	0,066	0,00
3	2	3	-2 228,69	-1 249,67	13,44	118,87	0,042	0,00
4	2	9	-1 394,77	-770,94	10,25	64,13	0,026	0,00
5	2	14	3 623,46	2 020,61	40,88	36,38	0,067	0,00
6	3	2	2 215,25	1 130,80	13,49	118,86	0,132	0,00
7	4	1	3 488,99	1 780,85	18,25	188,90	0,209	0,00
8	5	7	3 488,97	1 781,07	18,14	187,79	0,209	0,00
9	6	8	2 215,25	1 130,81	13,45	118,48	0,132	0,00
10	7	13	-897,68	-494,58	1,25	1,12	0,017	0,00
11	7	5	-3 506,98	-1 968,87	18,01	187,80	0,065	0,00
12	7	14	4 404,65	2 463,45	70,89	30,38	0,082	0,00
13	8	10	-2 239,95	-1 260,60	11,16	9,96	0,042	0,00
14	8	6	-2 228,64	-1 249,30	13,39	118,49	0,041	0,00
15	8	14	4 468,59	2 509,89	44,36	39,60	0,083	0,00
16	9	2	1 384,51	706,81	10,27	64,13	0,082	0,00
17	10	11	-2 228,79	-1 250,64	13,56	119,92	0,042	0,00
18	10	8	2 228,79	1 250,64	11,16	9,96	0,042	0,00
19	11	10	2 215,24	1 130,72	13,61	119,91	0,133	0,00
20	12	13	886,07	452,36	10,37	41,10	0,053	0,00
21	13	12	-896,43	-493,46	10,36	41,10	0,017	0,00

22	13	7	896,43	493,46	1,25	1,12	0,017	0,00
23	14	1	-3 562,62	-2 019,19	55,51	49,43	0,066	0,00
24	14	2	-3 664,33	-2 056,99	40,88	36,38	0,067	0,00
25	14	7	-4 475,54	-2 493,83	70,89	30,38	0,082	0,00
26	14	8	-4 512,96	-2 549,49	44,36	39,60	0,083	0,00

Число узлов : 14 Число ветвей : 13 Число трансформаторов : 7 Число итераций : 3

Температура окружающей среды : 20 Точность расчёта : 0,050

Потери мощности в сети активной : 321,17 кВт реактивной : 1006,08 квар

Потери в линиях : 224,05 кВт : 166,86 квар

Потери в трансформаторах : 97,12 кВт : 839,22 квар

Генерация реактивной мощности в линиях : 0,00 квар

Суммарная генерация : 16215,01 кВт, потребление : 15893,83 кВт

Пропуск электроэнергии через головной участок фидера : 381452,00 кВт*час

Пропуск "реактивной" электроэнергии : 194786,00 квар*час

Время работы : 24 час. Cos(φ) : 0,891 Коэффициент формы : 1,002

Загрузка сети : 64,83 % Суммарная мощность трансформаторов : 28700,000 кВт

Потери электроэнергии в линиях : 4696,90 кВт*час

в трансформаторах : 2036,04 кВт*час

в т.ч. нагрузочные : 2036,04 кВт*час

холостого хода : 0,00 кВт*час

Суммарные потери электроэнергии : 6732,93 кВт*час. Доля от Wp : 1,77 %

Доверительный интервал техн. потерь ЭЭ : (6227,96 - 7237,90) кВт*час.

Норматив отчётных потерь ЭЭ : 8640,19 кВт*час. Доля от Wp : 2,27 %

Доверительный интервал норматива отч. потерь ЭЭ : (4320,70 - 9145,16) кВт*час.

Пропуск ЭЭ через сеть 0.4 кВ : (0,00) кВт*час.

----- Потери мощности на напряжении - 10 кВ -----

Пропуск мощности через сеть : 15877,94 кВт : 8107,97 квар

Потери в линиях : 0,00 кВт : 0,00 квар

Потери в нагрузочных трансформаторах : 0,00 кВт : 0,00 квар

Потери холостого хода в трансформаторах : 0,00 кВт : 0,00 квар

Генерация реактивной мощности в линиях : 0,00 квар

----- Потери мощности на напряжении - 35 кВ -----

Пропуск мощности через сеть : 16215,67 кВт : 9119,67 квар

Потери в линиях : 224,05 кВт : 166,86 квар

Потери в нагрузочных трансформаторах : 97,12 кВт : 839,22 квар

Потери холостого хода в трансформаторах : 0,00 кВт : 0,00 квар

Генерация реактивной мощности в линиях : 0,00 квар

----- ПРОГРАММА "POTERI" (ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ "VES")-----
(версия 2.2)

ПРОТОКОЛ

расчёта средневзвешенного (комбинированного) значения и норматива потерь электроэнергии

Отпуск ЭЭ в сеть, кВт·ч	:	381452,00
Суммарные потери ЭЭ (детерминированный метод), кВт·ч	:	7204,25
Суммарные потери ЭЭ (стохастический метод), кВт·ч	:	8028,00
Вес детерминированного метода, (1-k1)	:	0,27
Вес стохастического метода, k1	:	0,73
Средневзвешенное (комбинированное) значение потерь ЭЭ, кВт·ч	:	7805,59
Доля средневзвешенного значения потерь от отпуска ЭЭ, %	:	2,05
Средневзвешенная относительная погрешность суммарных техн. потерь ЭЭ	:	0,075
Доверительный интервал технических потерь ЭЭ, кВт·ч	:	(7220,17 - 8391,01)
Норматив отчётных потерь ЭЭ, кВт·ч	:	10883,69
Доля норматива отчётных потерь от отпуска ЭЭ, %	:	2,85
Доверительный интервал норматива отчётных потерь ЭЭ, кВт·ч	:	(5312,91 - 10298,27)

РАСЧЕТ ВЫПОЛНЕН

Авторы:
Герасименко А. А.
Путырев Е. В.

----- ПРОГРАММА "POTERI" (ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ "RES") (версия 2.2) -----

Протокол расчёта потерь электроэнергии по всей сети

Nяпп	Наименование участка	Время работы сети, ч	Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с	Коэффициент мощности (cosϕ)	Коэффициент формы, о. е.	Суммарная мощность трансформаторов, кВА	Загрузка сети, %	Отпуск активной ЭЭ, кВт·ч	Отпуск реактивной ЭЭ, квар·ч	Потери ЭЭ в линиях, кВт·ч	Потери ЭЭ в трансформаторах, кВт·ч	Потери ЭЭ в трансформаторах наружные, кВт·ч
1	10PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,891	1,033	39200	61,61	493896,00	252140,00	8767,92	2560,58	2560,58
2	11PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,890	0,998	41700	62,60	532276,00	272870,00	8983,61	2805,29	2805,29
3	12PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,890	1,000	43300	61,88	546276,00	280060,00	9769,05	2754,58	2754,58
4	13PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,898	1,067	44900	85,64	781642,00	383282,00	19852,21	5922,48	5922,48
5	14PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,890	1,002	47400	61,63	597038,00	306060,00	9189,78	3319,43	3319,43
6	15PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,890	1,004	49000	61,09	611452,00	313718,00	9640,24	3467,13	3467,13
7	16PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,889	1,004	50600	60,71	624250,00	321752,00	11253,10	3829,29	3829,29
8	3PCpropusk	24,0	20,0	0,0	0,887	1,011	16600	76,39	257546,00	133779,00	3439,99	1466,70	1466,70
9	3PCpropusk_	24,0	20,0	0,0	0,892	1,009	16600	70,58	240108,00	121890,00	2923,49	1246,78	1246,78
10	4PCpropusk20	24,0	20,0	0,0	0,890	1,014	18200	73,40	273080,00	139596,00	3267,67	1642,60	1642,60
11	4PCpropusk3	24,0	20,0	0,0	0,883	1,024	20600	68,88	288632,00	153089,00	3148,95	1556,60	1556,60
12	5PC19propusk	24,0	20,0	0,0	0,898	1,020	22200	40,63	189992,00	92836,00	1175,64	625,11	625,11
13	5PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,895	1,010	23100	41,31	199984,00	99865,00	1320,76	634,35	634,35
14	5tr_propusk	24,0	20,0	0,0	0,939	0,900	32900	48,93	311020,00	114160,00	25759,01	817,65	817,65
15	6PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,888	1,017	27100	64,68	358434,00	186021,00	4236,91	1866,67	1866,67
16	7PC17_propusk	24,0	20,0	0,0	0,888	0,989	29600	68,63	413580,00	213928,00	5713,29	2225,23	2225,23
17	7PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,891	1,002	28700	64,83	381452,00	194786,00	4696,90	2036,04	2036,04
18	8PC18_propusk	24,0	20,0	0,0	0,889	0,995	31200	66,26	420798,00	217130,00	6379,68	2325,83	2325,83
19	8PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,891	1,006	32700	63,25	422966,00	215062,00	6566,67	2225,95	2225,95
20	9PC_propusk	24,0	20,0	0,0	0,892	0,994	36700	65,43	489356,00	248208,00	8840,06	2607,03	2607,03
21	propusk1	26,3	11,4	0,0	0,867	0,990	10300	116,16	139978,00	80438,00	1408,85	647,00	647,00
Итого							662600		8573756,00	4340670,00	156333,76	46582,29	46582,29

Потери ЭЭ в трансформаторах холостого хода, кВт·ч	Пропуск ЭЭ через сеть 0,4 кВ, кВт·ч	Суммарные потери ЭЭ, кВт·ч	Доля от W _р , %	Норматив отчётных потерь ЭЭ, кВт·ч	Доля норматива от W _р , %
0,00	0,00	11328,50	2,29	13797,98	2,79
0,00	0,00	11788,89	2,21	14450,27	2,71
0,00	0,00	12523,63	2,29	15255,01	2,79
0,00	0,00	25774,69	3,30	29682,90	3,80
0,00	0,00	12509,21	2,10	15494,40	2,60
0,00	0,00	13107,37	2,14	16164,63	2,64
0,00	0,00	15082,38	2,42	18203,63	2,92
0,00	0,00	4906,68	1,91	6194,41	2,41
0,00	0,00	4170,27	1,74	5370,81	2,24
0,00	0,00	4910,26	1,80	6275,66	2,30
0,00	0,00	4705,55	1,63	6148,71	2,13
0,00	0,00	1800,75	0,95	2750,71	1,45
0,00	0,00	1955,11	0,98	2955,03	1,48
0,00	0,00	26576,66	8,54	28131,76	9,04
0,00	0,00	6103,58	1,70	7895,75	2,20
0,00	0,00	7938,51	1,92	10006,41	2,42
0,00	0,00	6732,93	1,77	8640,19	2,27
0,00	0,00	8705,51	2,07	10809,50	2,57
0,00	0,00	8792,62	2,08	10907,45	2,58
0,00	0,00	11447,09	2,34	13893,87	2,84
0,00	0,00	2055,85	1,47	2755,74	1,97
0,00	0,00	202916,06	2,37	245784,84	2,87

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Структура работы программных модулей SETI и REG10PVT [119]

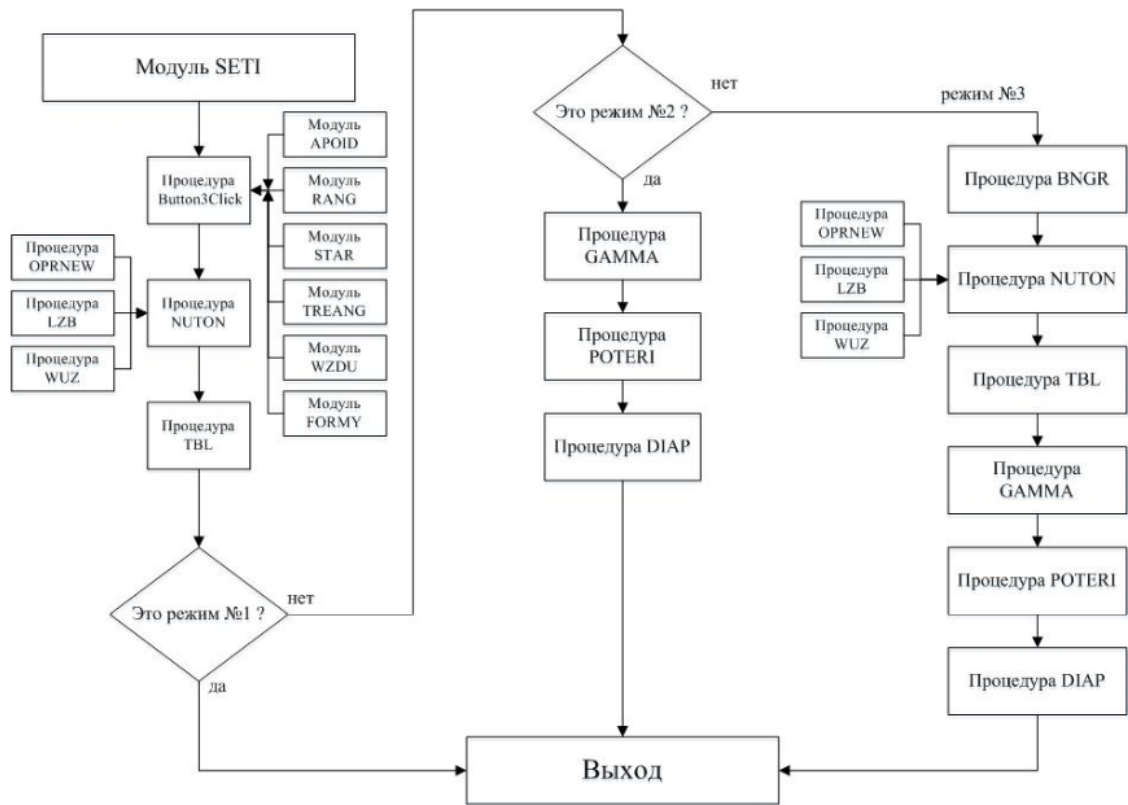


Рисунок И.1. Общая структура работы программного модуля SETI

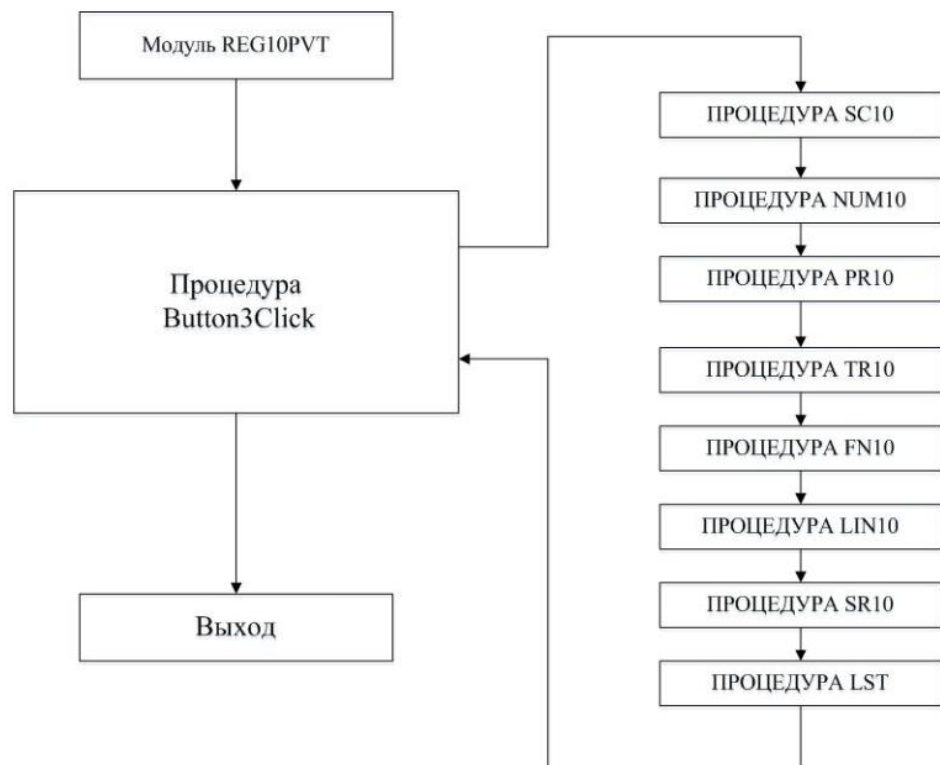


Рисунок И.2. Общая структура работы программного модуля REG10PVT

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2017661621

POTERI V1.1: SETI, REG10PVT

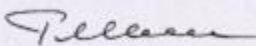
Правообладатели: *Пузырев Евгений Владимирович (RU), Герасименко Алексей Алексеевич (RU)*

Авторы: *Пузырев Евгений Владимирович (RU), Герасименко Алексей Алексеевич (RU)*

Заявка № **2017619503**
Дата поступления **07 сентября 2017 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **17 октября 2017 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Акты внедрения

«УТВЕРЖДАЮ»

И. о. начальника
Саяногорского РЭС
филиал ПАО «МРСК Сибири»
«Хакасэнерго»

Мезенцев Н. В.
« 6 » декабря 2017 г.



«УТВЕРЖДАЮ»

Директор
Политехнического института
ФГАОУ ВПО «Сибирский
федеральный университет»
доктор технических наук,
профессор

В. И. Пантелеев
« 6 » декабря 2017 г.



АКТ О ВНЕДРЕНИИ

в эксплуатацию программно-вычислительного комплекса «POTERI V1.1» расчёта
технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

1. В филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» Саяногорский РЭС принят в эксплуатацию программно-вычислительный комплекс (ПВК) POTERI V1.1, предназначенный для расчёта установившихся режимов и потерь электрической энергии (ЭЭ) в электрических сетях напряжением 6–220 кВ с возможностью раздельного расчёта потерь ЭЭ детерминированным и стохастическим методами. Программный комплекс разработан в Политехническом институте на кафедре «Электрические станции и электроэнергетические системы» Сибирского федерального университета (СФУ). Разработчиками ПВК POTERI V1.1 являются канд. техн. наук., профессор Герасименко А. А. (научный руководитель) и исполнитель аспирант Пузырев Е. В. Программа имеет государственную регистрацию в Реестре программ для ЭВМ в федеральном институте промышленной собственности (ФИПС). Программа зарегистрирована под названием POTERI V1.1: SETI, REG10PVT от 17 октября 2017 года с регистрационным номером свидетельства №2017661621.

Программа написана на языке программирования Delphi и совместима с различными операционными системами: XP/ Vista / Windows7 / Windows8 / Windows10.

2. Программа разделена на два программных модуля: REG10PVT и SETI. Подпрограмма REG10PVT имеет три расчётные траектории, выбор которых определяется имеющийся исходной информацией.

- 1) 1-я траектория реализует детерминированный метод расчёта технических потерь ЭЭ и использует реально имеющуюся на предприятии схемную и режимную информацию и базируется на данных системы головного учёта фидеров РЭС.
- 2) 2-траектория – это расчёт установившегося режима по данным узловых модулей токов I и коэффициента мощности $\cos\varphi$;
- 3) 3-траектория – это расчёт установившегося режима по данным узловых мощностей P, Q .

В подпрограмме SETI возможно выполнение трёх видов расчётов, выбор которых определяется целью расчёта и имеющийся исходной информацией:

- 1) расчёт установившихся режимов – узловые нагрузки в мощностях P, Q ;
- 2) расчёт потерь ЭЭ и интегральных характеристик при задании нагрузок средними значениями P, Q ;
- 3) расчёт потерь ЭЭ и интегральных характеристик при задании нагрузок максимальными значениями P, Q ;

В основе программного модуля SETI положен стохастический способ расчёта нагрузочных потерь ЭЭ, который базируется на основе статистического представления матрицы корреляционных моментов (МКМ) и графиков электрических нагрузок.

Для расчёта интегральных характеристик наряду с типичными данными задачи расчёта установившихся режимов осуществляется ввод и обработка суточных графиков активных и реактивных мощностей $P(t)$ и $Q(t)$ в узлах и обобщённых факторных моделей – ортогональных графиков нагрузки (ОГН) $\Gamma(t)$.

3. Опыт эксплуатации предыдущих более ранних версий отдельных программ REG10PVT и SETI подтверждает правильность заложенных в программу POTER1 V1.1 алгоритмических принципов, её высокую функциональность и работоспособность, а также приемлемую форму представления результатов.

Подписи

от компании
Начальник УТЭЭ
Саяногорского РЭС
ПАО «МРСК Сибири» -
«Хакасэнерго»



Зайцев В. В.

« 18 » декабря 2017 г.

от Политехнического института
ФГАОУ ВПО «Сибирский
федеральный университет»
заведующий кафедрой
«Электрические станции и
электроэнергетические системы»
кандидат технических наук, доцент



И. В. Коваленко

« 16 » декабря 2017 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель главного инженера
Муниципального унитарного
предприятия
«Абаканские электрические сети»А. Н. Молчан
20 17 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор
Политехнического института
ФГАОУ ВПО «Сибирский
федеральный университет»
доктор технических наук,
профессорВ. И. Пантелеев
20 17 г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

в опытную эксплуатацию программно-вычислительного комплекса «POTERI V1.1»
расчёта технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях

1. В МУП г. Абакана «Абаканские электрические сети» принят в опытную эксплуатацию программно-вычислительный комплекс (ПВК) POTERI V1.1, предназначенный для расчёта установившихся режимов и потерь электрической энергии (ЭЭ) в электрических сетях напряжением 6 – 220 кВ с возможностью отдельного расчёта потерь ЭЭ детерминированным и стохастическим методами. Программный комплекс разработан в Политехническом институте на кафедре «Электрические станции и электроэнергетические системы» Сибирского федерального университета (СФУ). Разработчиками ПВК POTERI V1.1 являются канд. техн. наук., профессор Герасименко А. А. (научный руководитель) и исполнитель аспирант Пузырев Е. В. Программа имеет государственную регистрацию в Реестре программ для ЭВМ в федеральном институте промышленной собственности (ФИПС). Программа зарегистрирована под названием POTERI V1.1: SETI, REG10PVT с регистрационным номером свидетельства №2017661621 от 17 октября 2017 года. Программа написана на языке программирования Delphi и совместима с различными операционными системами: XP / Vista / Windows7 / Windows8 / Windows10.

2. Программа разделена на две подпрограммы: REG10PVT и SETI, реализующих различные методы расчёта потерь ЭЭ. Подпрограмма REG10PVT реализует детерминированный метод расчёта потерь ЭЭ. Подпрограмма SETI реализует стохастический метод расчёта потерь ЭЭ, основанный на принципах факторного моделирования. В целом, заложенные в программу POTERI V1.1, математические модели и методы опираются на использование информации в детерминированном и вероятностно-статистическом видах, что позволяет получать расчётные результаты с точностью, соответствующей качеству данных, и с требуемой общетехнической надёжностью (достоверностью). В программе POTERI V1.1 выполнен учёт схемно-структурных и режимно-атмосферных факторов на старте работы алгоритмов (внутриинтервального изменения электропотребления и температуры, структуры схемы РЭС, скорости ветровой нагрузки, температуры воздуха и температуры проводов). Реализованный в программе уточнённый метод детерминированного расчёта технических потерь ЭЭ, нормирования потерь ЭЭ, опираются на реальную текущую информацию о многорежимности РЭС со стохастическим учётом слабо обозримых участков, что позволяет нивелировать недостатки использования единственного возможного допущения расчёта по данным головного учёта. В программе вычисляются и структурируются не только потери ЭЭ, а также интегральные характеристики, поддерживающие решения ряда технических задач анализа режимов и управления ими. В ПВК POTERI V1.1 реализована статистическая методология сжатого нетрудоёмкого моделирования и учёта многорежимности систем

распределения ЭЭ и отраслевого электроснабжения. Основу такой методологии составляет факторное моделирование матрицы корреляционных моментов (МКМ) с получением обобщающих (универсальных) обобщённых графиков электрических нагрузок (ОГН), ограниченный набор которых позволяет нетрудоемко и приемлемо точно и надёжно решать задачи расчёта и нормирования потерь ЭЭ.

3. Опыт эксплуатации предыдущих более ранних версий отдельных программ REG10PVT и SETI подтверждает правильность заложенных в программу POTERI V1.1 алгоритмических принципов, её высокую функциональность и работоспособность, а также приемлемую форму представления результатов.

Подписи

от:
Муниципального унитарного
предприятия
«Абаканские электрические сети»
начальник службы участка №5
Оперативно-диспетчерская служба




«26» 12 2017 г. С. Г. Пидворов

от Политехнического института
ФГАОУ ВПО «Сибирский
федеральный университет»
заведующий кафедрой
«Электрические станции и
электроэнергетические системы»
кандидат технических наук, доцент




«12» 12 2017 г. И. В. Коваленко