*На правах рукописи*

Мухлынин Никита Дмитриевич

# УПРАВЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТОКОВОЙ МОДЕЛИ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2018

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
**Паздерин Андрей Владимирович**

Официальные оппоненты: **Гольдштейн Валерий Геннадьевич,** доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», г. Самара, профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем;

**Малафеев Алексей Вячеславович,** кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова», г. Магнитогорск, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий.

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет», г. Новосибирск.

Защита состоится 23 мая 2018 г. в 15:00 ч на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», http://lib.urfu.ru/mod/data/view.php?d=51&rid=277048 .

Автореферат разослан «  » марта 2018 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Зюзев Анатолий Михайлович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** До недавнего времени основной функцией распределительных сетей (РС) на классах напряжения 6-35 кВ являлось обеспечение надежной поставки электрической энергии (ЭЭ) в режиме одностороннего питания – от шин центров питания (ЦП) к потребителям. Средства управления электрической схемой сети и режимом ее работы практически отсутствовали, а имеющихся измерительных устройств было недостаточно для управления РС. В таких условиях измерительная информация и данные о состоянии схемы сети собирались в основном выездными бригадами, что обеспечивало низкую скорость передачи этих данных в пункты управления.

Среди основных направлений современного развития сетей 6-35 кВ можно отметить их техническое и информационное перевооружение в рамках концепции «интеллектуальных» активно-адаптивных сетей (Smart Grid) с использованием технологий «интеллектуальных» измерений (Smart Metering). Наряду с уже имеющимися в РС устройствами регулирования напряжения под нагрузкой силовых трансформаторов (РПН) и гибкой компенсации реактивной мощности становится возможным дистанционное управление современными выключателями и автоматизированными реклоузерами для оптимизации режима работы сети. Повышается число потребительских установок распределенной генерации (РГ). Важным направлением развития информационно-измерительной системы РС является ее тесная интеграция в единую систему цифровых устройств релейной защиты и автоматики, позволяющих контролировать схему сети по данным дискретных сигналов и локальных систем оперативно-технологического управления. Последние, так же как и развивающиеся в РС автоматизированные информационно-измерительные системы (АИИС), могут строиться с применением микропроцессорных счетчиков ЭЭ с возможностью двухстороннего обмена информацией. Тенденции в развитии электрических схем РС связаны с появлением участков сетей 6-20 кВ с двухсторонним питанием вследствие внедрения в них установок РГ. Начинают использоваться замкнутые локально-кольцевые схемы сетей с подключением к одному источнику питания, а также глобально-кольцевые схемы электроснабжения, имеющие сотовую (гексагональную) структуру. Все это приближает РС к сетям более высоких классов напряжения и открывает новые возможности по управлению ими.

Перечисленные системы и устройства управления формируют современную информационную и технологическую основу для управления установившимися и квазиустановившимися режимами работы участков РС и установленными в них генерирующими установками с целью снижения затрат на энергообеспечение их собственников. Решение отмеченных задач невозможно без разработки новой модели режима работы для сетей 6-35 кВ, соответствующей основным тенденциям их развития и особенностям работы.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», номер соглашения 14.578.21.0226 (уникальный идентификатор проекта: RFMEFI57817X0226) на тему «Разработка масштабируемого программно-технического комплекса для управления электрическими подстанциями на базе протокола МЭК 61850».

Достоинством предлагаемой в работе потоковой модели (ПМ) для РС по сравнению с классической моделью установившегося режима (УР), использующей уравнения узловых напряжений в форме баланса мощностей, является учет специфики информационного развития РС, ориентированной в основном на измерения ЭЭ, и в меньшей степени на измерения токов и напряжений. В основе потоковой модели предлагается использовать модель энергораспределения, опирающуюся на балансовые уравнения в ветвях и узлах схемы сети, что позволяет легко осуществлять переход из расчетных потоков мощностей в потоки энергии для подзадач, решаемых на разных по длительности интервалах времени. Достоинства использования ПМ в задаче оценивания состояния (ОС) режима работы сети связаны с возможностью решения этой задачи при отсутствии базисного узла, в условиях схемно-режимных изменений и при наличии ненаблюдаемых участков, которые часто имеют место в РС. К другим преимуществам ПМ относятся возможности учета ветвей с резко различающимися сопротивлениями и моделирования ветвей с нулевыми сопротивлениями при условии наличия в них измерительных комплексов.

В сетях 6-35 кВ можно выделить различных участников и организаторов энергообмена, имеющих в своем распоряжении участки РС и устройства управления. К ним относятся сетевые компании, потребители с генерацией, крупные потребители и монопотребители с собственной генерацией и электрической сетью, а также независимая РГ. Управление участками РС или отдельным оборудованием с целью снижения затрат на энергообеспечение они строят исходя из своих критериев оптимальности. В зависимости от доступных в распоряжении участника энергообмена устройств управления в алгоритме системы их согласованного управления возможно формирование своей целевой функции оптимизации. Она может содержать одну или несколько следующих затратных составляющих: затраты на покупку ЭЭ из сети и доход от ее продажи, затраты на выработку ЭЭ собственными установками РГ, плата за отклонение фактического объема потребленной/выданной ЭЭ от планового значения. Все указанные составляющие могут быть выражены через единый для задач ОС и оптимизации расчетный вектор ПМ, состоящий из потоков активной и реактивной мощности или энергии и узловых напряжений.

Решение оптимизационной задачи опирается на измерительную информацию о текущем режиме работы сети, прогнозные значения нагрузок узлов, изменение цен на топливо и ЭЭ в сети общего пользования и использует при этом единый математический алгоритм ПМ. Автоматизированные устройства управления РС на основе ПМ позволят полнее реализовывать возможности установленных в сети активных устройств управления и систем сбора и передачи измерительной информации для повышения эффективности работы их собственников, подключенных к сети на напряжениях 6-35 кВ.

**Целью работы** является использование новой – потоковой модели установившегося режима работы РС, адекватной их технологическому и информационному развитию для последующего решения на ее основе задач ОС и оптимизации с целью снижения затрат на энергообеспечение различных участников энергообмена при наличии в их распоряжении устройств управления. Для реализации поставленной цели решались следующие **задачи**:

- анализ современных тенденций в технологическом и информационном развитии распределительных сетей напряжением от 6 до 35 кВ;
- обзор существующих и выявление перспективных электрических схем РС в условиях повышения требований к их надежности и управляемости вследствие появления в них генерации и других устройств управления;
- адаптация потоковой модели установившегося режима работы к сетям напряжением 6-35 кВ, учитывающая специфику их работы и развития;
- постановка и решение задачи оценивания состояния режима работы сетей 6-35 кВ на основе потоковой модели с учетом ее ориентации на системы учета электроэнергии, измерения токов и напряжений;
- постановка и определение способов решения задачи оптимизации режима работы для различных участников энергообмена РС в потоковой модели, принимая во внимание механизмы формирования стоимости ЭЭ в сети общего пользования, а также технологические возможности устройств управления и систем сбора и передачи измерительной информации;
- описание информационной среды и алгоритмической модели для создания автоматизированного устройства управления распределительной сетью.

**Объектами исследования** являются распределительные сети и системы внешнего электроснабжения вместе с установленными в них устройствами выработки, передачи, распределения и потребления ЭЭ, с информационно-измерительной инфраструктурой, работающие на классах напряжения 6-35 кВ.

**Научная новизна:**

- Показана необходимость разработки новой модели установившегося режима работы распределительных сетей напряжением 6-35 кВ, адекватной их схемно-режимному и информационному развитию для последующего ее использования в системах мониторинга и управления участками сетей.
- В качестве режимной модели РС обосновано использование потоковой модели, вектор состояния которой содержит потоки мощности или энергии в ветвях схемы сети. Эта модель обладает слабой чувствительностью к неоднородности параметров схемы замещения сети, а эквивалентирование расчетной модели осуществляется без появления новых фиктивных связей.
- Потоковая режимная модель адаптирована под РС для решения задачи ОС с использованием измерений электроэнергии, полученных от счетчиков, а также измерений от датчиков тока и напряжения. В задаче ОС потоковая модель позволяет производить оценку режима работы сети на разных интервалах времени и использовать данные от измерительных комплексов, установленных в ветвях с нулевым сопротивлением (например, содержащих выключатели).
- Предложен новый подход к снижению затрат на энергообеспечение различных собственников РС и устройств управления, основанный на решении задачи оптимизации согласно набору затратных составляющих (функций), выраженных в рамках расчетного вектора потоковой модели.
- Предложено раздельное управление активными устройствами с дискретным и непрерывным характером управления режимом работы РС. Расчет воздействий на них осуществляется согласованно по их типам на различных интервалах времени с использованием математического алгоритма ПМ.

- Описаны информационная среда и алгоритмическая модель устройства управления процессом электроснабжения (АУУПЭ) микросети, использующего ПМ и предназначенного для различных собственников РС.

**Практическая значимость** работы заключается в снижении суммарных затрат на энергообеспечение различных участников энергообмена РС за счет уменьшения потерь в их сетях, выбора оптимальной стратегии работы генерирующих установок, условий покупки и продажи ЭЭ, принимая во внимание изменение цен на ЭЭ в сети общего пользования и топливо. Предлагаемая в работе новая потоковая модель режима работы сети имеет хорошие предпосылки для ее использования в системах мониторинга режимов работы сетей напряжением 6-35 кВ и отдельных энергообъектов, а также для реализации на ее основе функций оценивания состояния и оптимизации в программных комплексах и микропроцессорных системах управления.

**Методы исследования.** Поставленные задачи решались с использованием методов комбинаторного анализа, теоретических основ электротехники, применялись методы нелинейного программирования. Вычислительные эксперименты в работе выполнялись с помощью следующего программного обеспечения: MathCAD 15, Balance 4, RastrWin 3. Применялся программно-технический комплекс (ПТК) ARIS-SCADA инженерной компании ООО «Прософт-Системы» с модулем расчета режимных параметров энергообъектов собственной разработки, написанным на языке программирования Lua.

**Основные положения диссертационного исследования, выносимые на защиту:**

1. Потоковая модель ОС и оптимизации режима работы сети, основанная на методике энергораспределения и позволяющая использовать для описания технических процессов и экономических критериев единый расчетный вектор, включающий потоки электроэнергии или мощности.
2. Стратегии компоновки целевой функции задачи оптимизации и управления устройствами коррекции режима работы с целью раздельного повышения эффективности системы электроснабжения для потребителей с собственной генерацией, сетевых компаний, крупных предприятий и монопотребителей с генерирующими установками и участками сетей.
3. Принципы управления различными устройствами коррекции режима работы собственников сети на разных интервалах времени с использованием измерительной информации и прогнозов графиков нагрузок узлов сети.
4. Информационная среда и алгоритмическая модель для автоматизированного устройства управления локальными участками распределительных сетей.

**Личный вклад автора** заключается в адаптации потоковой модели для РС и постановке на ее основе задач ОС и оптимизации их режимов работы. Предложено решение этих задач в рамках единого расчетного алгоритма потоковой модели. Подготовлены примеры, доказывающие практическую применимость новой потоковой модели и подчеркивающие ее основные достоинства. Произведено внедрение разработанного алгоритма ОС на основе ПМ в ПТК ARIS-SCADA компании ООО «Прософт-Системы».

**Апробация результатов работы.** Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на 11 конференциях, в том числе:

- Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Екатеринбург-2012, Томск-2014, Иваново-2015, Казань-2016, Самара-2017;
- Всероссийская студенческая научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», Екатеринбург, 17-20 декабря 2013 г.;
- Международная научно-практическая конференция «Материаловедение. Машиностроение. Энергетика», Екатеринбург, 8-11 июля 2015 г.;
- International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Челябинск, 2016 г.;
- XI International Symposium on Industrial Electronics (INDEL), Banja Luka, Bosnia and Herzegovina, 2016;
- The 26th IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), Edinburgh International Conference Centre (EICC), Edinburgh, UK, 2017;
- The 58th International Scientific Conference of Riga Technical University on Power and Electrical Engineering (RTUCON) October 12-13, 2017, Riga, Latvia.

Основные положения работы рассматривались на ежегодных научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, г. Екатеринбург, в период с 2013 года по 2018 год.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 15 работ, из них 2 – в русскоязычных изданиях из перечня Высшей аттестационной комиссии («Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики», «Новое в российской электроэнергетике» – электронное издательство); 5 – в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и Web of Science.

**Внедрение результатов работы.** Получен акт о внедрении алгоритма расчета режимных параметров для объектов электроэнергетики в ПТК ARIS-SCADA компании ООО «Прософт-Системы» (договор на НИР №15-29396 от 20 июля 2015 г.). Выполнена работа по оценке потерь ЭЭ в изолированной сети электроснабжения АО «Аметистовое» – Этап 2. (договор на НИР №2-АЭС-2 от 31 мая 2016 г.). Результаты работы используются в дисциплине «Информационные технологии управления режимами ЭЭС» магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» в УрФУ.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 146 наименований и 2 приложений. Содержит 218 страниц, включает 55 рисунков и 21 таблицу.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** представлена краткая аннотация работы, изложена актуальность, сформулированы цели и задачи, пояснены научная новизна и практическая значимость достигнутых в работе результатов.

**В первой главе** проведен обзор существующих радиальных и перспективных замкнутых кольцевых схем сетей напряжением 6-35 кВ. Кратко проанализированы современные тенденции развития РС в части их технического перевооружения, информационного развития, появления активных устройств управления. Это позволило получить комплексное знание о возможных конфигурациях, режимах работы и способах управления сетями 6-35 кВ для последующей разработки адекватной их развитию универсальной модели УР.

Практически все существующие участки РС работают в разомкнутом режиме, имеют «псевдокольцевые» схемы и точки нормального разрыва. Появление генерирующих установок в таких сетях приближает их по своим свойствам к сетям с двухсторонним питанием. Обзор разрабатываемых для России и уже используемых за рубежом вариантов схем показал, что использование замкнутых кольцевых структур наиболее полно и эффективно решает задачи по обеспечению надежности и управляемости сетей 6-35 кВ с генерирующими установками. На рисунке 1 показаны возможные варианты организации локально-замкнутых кольцевых схем, полученных путем создания единой точки питания для каждого из кольцевых участков РС. Схема сети, представленная на рисунке 1-б, исключает возможность протекания транзитного перетока из высоковольтной сети по участкам РС, так как она является радиальной по отношению к высоковольтной сети.

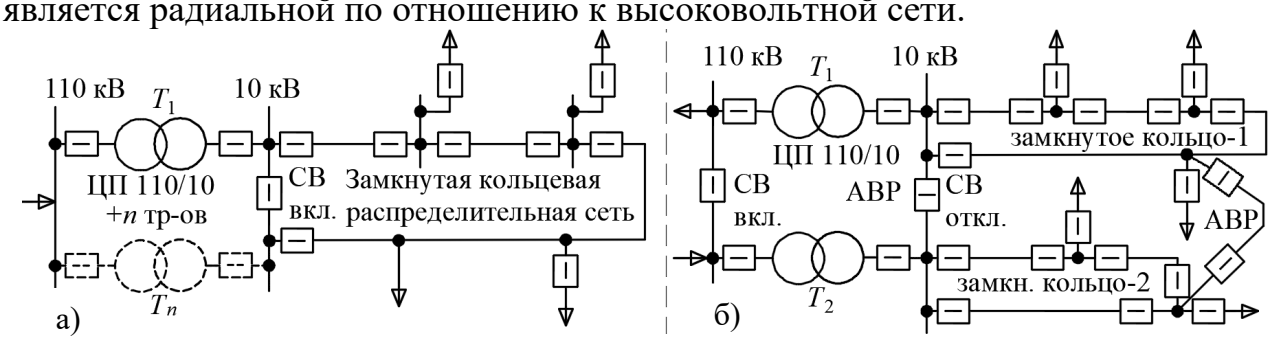



Рисунок 1 – Варианты реализации замкнутых кольцевых схем в РС:
а) кольцевой вариант сети с параллельной работой $n$ трансформаторов
б) кольцевой вариант сети с раздельной работой силовых трансформаторов

Проблемы, связанные с увеличением токов коротких замыканий, усложнением релейной защиты и дооснащением сетей современной коммутационной аппаратурой в связи с появлением дополнительных генерирующих источников, приводящих кроме того и к изменению направления потоков мощности и энергии в сети, решаются уже сегодня при разработке технических условий на подключение установок РГ. Поэтому в настоящее время в РС постепенно начинают использоваться замкнутые локально-кольцевые схемы электроснабжения потребителей и наблюдаются тенденции к переходу на глобально-кольцевые схемы сети, применение которых в современных условиях уже становится технически возможным.

Зачастую со стороны сетей 6-35 кВ отсутствует оперативная информация о режиме работы и схеме высоковольтной сети, что сегодня является причиной, ограничивающей использование замкнутых кольцевых электрических схем в РС. Это приводит к возникновению риска протекания транзитного потока стороны

высшего напряжения ЦП по участкам РС при потере связи между секциями или системами шин ЦП (рисунок 2-а). По этой же причине невозможным становится применение методов расчета УР для оценки величины загрузки элементов внутри замкнутой сети при моделировании отключений ее линий. При этом для изображенных на рисунке 1 схем сети указанные проблемы не столь актуальны. В таких условиях оценка режима работы сети должна осуществляться на основе решения задачи ОС, для которой важны только измерения внутри РС и не требуется информация о режиме работы и схеме внешней высоковольтной сети.

Другая проблема заключается в схемно-эксплуатационном многообразии РС (рисунок 2-б), вызванном действием локальной автоматики или изменением схемы сети силами выездных бригад без оперативного поступления информации в программные комплексы диспетчерского управления. Это оказывает влияние на режим работы сети и приводит к невозможности правильной оперативной оценки режима ее работы по данным усредненных значений измерений.

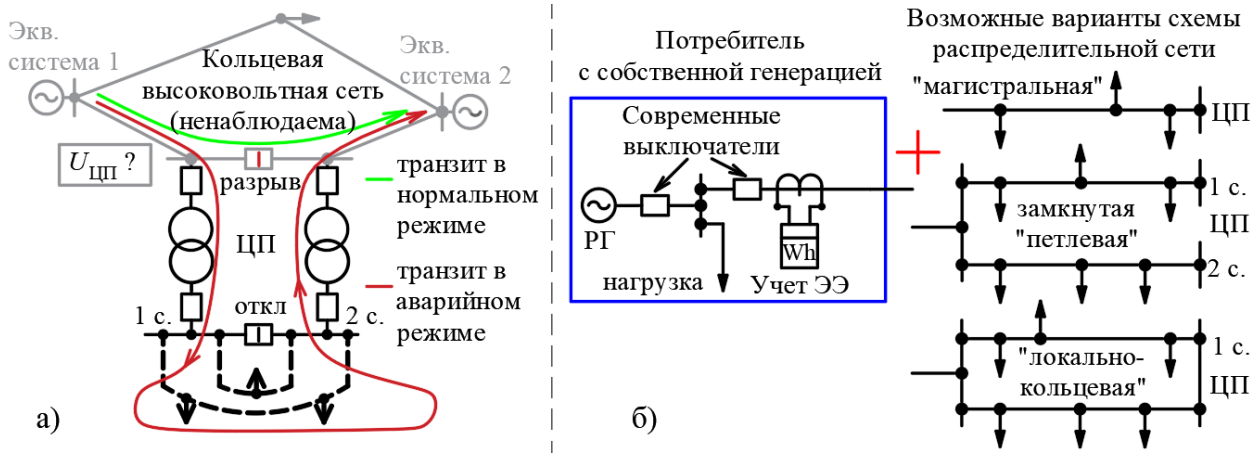



Рисунок 2 – Необходимость учета внешней сети: а) учет транзитов во внешней высоковольтной сети и уровней напряжения шин ЦП б) проблема вариативности схемы сети

Другой особенностью РС является развитие в них системы сбора и передачи измерительной информации в части взаимной интеграции средств учета энергоресурсов (АИИС), измерительных блоков и дискретных каналов связи релейной защиты и автоматики в единую систему диспетчерско-технологического контроля. Использование микропроцессорных счетчиков позволяет измерять ЭЭ и рассчитывать мощность в местах их установки.

Периодичность опроса счетчиков ЭЭ зависит в первую очередь от характеристик устройств управления, таких как коммутационный ресурс выключателей и устройств РПН трансформаторов, маневренность установок активной и реактивной мощности. Наименьшим принятым в работе интервалом времени фиксации энергии или средней за период времени $T$ мощности с присвоенной им меткой времени является одноминутный, который больше подходит для установок РГ и накопителей ЭЭ. В соответствии с регулировочными возможностями активного оборудования и степенью его влияния на режим дискретность реализации УВ на это оборудование должна быть различной. При этом роль диспетчерского персонала в управлении должна снижаться, а доля автоматизированных «интеллектуальных» микропроцессорных устройств – расти.

**Вторая глава** посвящена решению проблем, связанных с оценкой режимных параметров в РС. В главе описывается альтернативная классической модели УР потоковая модель (ПМ) режима работы сети, позволяющая решать задачу ОС в сетях 6-35 кВ с учетом их особенностей. В таблице 1 приведено сравнение сетей 6-35 кВ с сетями более высоких классов напряжения.

Таблица 1 – Основные параметры сетей 110 кВ и выше и сетей 6-35 кВ

| Параметр | Сети напряжением 110 кВ и выше | Распределительные сети: напряжением 6 кВ, 10 кВ, 20 кВ и 35 кВ |
|---|---|---|
| Доступные измерения | • телеметрия (измерения параметров: *P*, *Q*, *U*, *I*);<br>• внедрение технологий WAMS и PMU. | • измерения ЭЭ от АИИС, использующих микропроцессорные счетчики;<br>• измерения действующих значений тока и напряжения от измерительных ТН и ТТ. |
| Наблюдаемость для диспетчера | сети наблюдаемы | слабо наблюдаемы |
| Контроль текущей схемы сети | в основном телесигнализация | телесигнализации мало, в основном оперативно-выездные бригады |
| Параметры схем замещения оборудования | • известны;<br>• длинные линии с относительно большим сопротивлением. | • частично известны;<br>• возможны ошибки;<br>• большие погрешности;<br>• короткие по длине линии ($Z_л \to 0$). |
| Программная реализация | • ПК Космос;<br>• модуль ОС RastrWin 3;<br>• модуль ОС ПОРТОС;<br>• ПО PSI Control. | ИТП СК-11 **Перспектива создания** с использованием новой режимной модели |

Основные отличия РС от сетей напряжением 110 кВ и выше заключаются в частичном отсутствии параметров схем замещения оборудования, наличии коротких линий и ветвей с нулевым сопротивлением, в специфике их информационного обеспечения и в большом числе имеющихся ненаблюдаемых участков. Учет этих особенностей, а также большой схемно-режимной вариативности РС в задаче ОС, использующей классическую режимную модель, затрудняет ее применение в сетях 6-35 кВ. Причиной этого является использование в классической модели уравнений узловых напряжений (УУН) и вектора состояния, включающего фазы напряжений узлов $\boldsymbol{X}_{ур}^{т}=[\boldsymbol{U}_у; \boldsymbol{\delta}_у]$. Математическое эквивалентирование участков сети в классической модели подразумевает создание фиктивных связей без привязки к исходной схеме сети, что затрудняет анализ результатов расчета УР. Помимо этого, учет в схеме замещения одновременно длинных линий и коротких ветвей, сопротивление которых стремится к нулю ($Z_л \to 0$), приводит к существенному ухудшению обусловленности решаемой системы уравнений. Еще одна проблема связана со сложностью учета ветвей с нулевым сопротивлением в задаче моделирования выключателей и при использовании измерений от измерительных комплексов, установленных в межсекционных и других перемычках распредустройств.

Принимая во внимание трудности использования классической модели УР в задаче ОС режима работы РС, наличие в РС в основном счетчиков ЭЭ и измерений токов и напряжений, автором предлагается использование потоковой режимной модели, разработанной на основе модели энергораспределения. Эта модель в качестве уравнений состояния использует балансовые выражения в координатах мощности или энергии в узлах и ветвях схемы сети, а ее вектор

состояния может состоять из потоков активной и реактивной мощности $\boldsymbol{X}_{\text{ур}}^{\text{т}}=[\boldsymbol{P}_{\text{в}}^{\text{н}};\ \boldsymbol{Q}_{\text{в}}^{\text{н}}]$ или энергии $\boldsymbol{X}_{\text{ур}}^{\text{т}}=[\boldsymbol{W}_{P\text{в}}^{\text{н}};\ \boldsymbol{W}_{Q\text{в}}^{\text{н}}]$ в условных началах всех ветвей.

Потоковая модель позволяет легко осуществлять переход из расчетных потоков энергий $W$ в потоки усредненных на интервале времени $T$ мощностей:

$$\overline{P} = W_P / T\ ; \qquad \Leftrightarrow \qquad \overline{Q} = W_Q / T\ . \tag{1}$$

На коротких интервалах времени (минутных) возможно использование ПМ в мощностях, а на более длительных – ПМ в энергиях, как в модели энергораспределения. Уравнения балансов записываются для всех $N$ узлов:

$$\sum_{j\in\omega_i} P_{ij}^{\text{н}} + P_i + \Delta P_i^{\text{ш}} = 0; \qquad \sum_{j\in\omega_i} Q_{ij}^{\text{н}} + Q_i + \Delta Q_i^{\text{ш}} = 0, \quad i = 1, 2, \ldots N, \tag{2}$$

где $P_{ij}^{\text{н}}$, $Q_{ij}^{\text{н}}$ – потоки начала ветви; $\omega_i$ – множество узлов, инцидентных узлу $i$; $\Delta P_i^{\text{ш}}$, $\Delta Q_i^{\text{ш}}$ – технические потери в шунтах $i$-ого узла; $P_i$, $Q_i$ – узловые потоки.

Балансовые уравнения для всех $M$ ветвей схемы замещения сети:

$$P_{ij}^{\text{н}} + P_{ji}^{\text{к}} + \Delta P_{ij} = 0; \qquad Q_{ij}^{\text{н}} + Q_{ji}^{\text{к}} + \Delta Q_{ij} = 0, \quad ij = 1, 2, \ldots M\ , \tag{3}$$

где $P_{ji}^{\text{к}}$, $Q_{ji}^{\text{к}}$ – потоки конца ветви; $\Delta P_{ij}$, $\Delta Q_{ij}$ – технические потери в ветви.

Одним из способов определения активных и реактивных потерь в продольных $r_{ij}+jx_{ij}$ и поперечных $g_i+jb_i$ элементах схемы сети в выражениях (2) и (3) является их расчет согласно следующим формулам:

$$\Delta P_{ij}^{r} + j\Delta Q_{ij}^{x} = \left(\left(P_{ij}^{\text{н}}\right)^2 + \left(Q_{ij}^{\text{н}}\right)^2\right) \Big/ \left(U_i^{\text{н}}\right)^2 \cdot \left(r_{ij} + jx_{ij}\right) + \left[\left(\sigma_{P_{ij}^{\text{н}}}^2 + \sigma_{Q_{ij}^{\text{н}}}^2\right) \Big/ \left(\overline{U}_i^{\text{н}}\right)^2 \cdot \left(r_{ij} + jx_{ij}\right)\right], \tag{4}$$

$$\Delta P_i^{g(\text{ш})} + j\Delta Q_i^{b(\text{ш})} = \left(U_i^{\text{н}}\right)^2 \left(g_i + jb_i\right) + \left[\sigma_{U_i^{\text{н}}}^2 \left(g_i + jb_i\right)\right], \tag{5}$$

где $U_i^{\text{н}}$, $\overline{U}_i^{\text{н}}$ – напряжение и его среднее значение в узле $i$ начала ветви.

Записывая балансовые выражения (2) и (3) в мощностях, считаем, что на интервале времени $T$ режим неизменен. Если время $T$ достаточно велико или допущение о неизменности режима на этом интервале некорректно, то балансовые выражения (2) и (3) записываются в энергиях, как в модели энергораспределения, а в формулы для расчета потерь (4) и (5) вводятся дисперсионные составляющие для потоков активной $\sigma^2_{Pij}$, и реактивной $\sigma^2_{Qij}$ мощности и используются дисперсии напряжений $\sigma^2_{Ui}$ и их средние значения.

Для расчета значений модулей узловых напряжений, добавляются уравнения, связанные с законом Ома для всех $M$ ветвей схемы замещения сети:

$$U_j^{\text{к}} = \sqrt{\left[U_i^{\text{н}} - \left(P_{ij}^{\text{н}} r_{ij} + Q_{ij}^{\text{н}} x_{ij}\right) \Big/ U_i^{\text{н}}\right]^2 + \left[\left(P_{ij}^{\text{н}} x_{ij} - Q_{ij}^{\text{н}} r_{ij}\right) \Big/ U_i^{\text{н}}\right]^2}, \quad ij = 1, 2 \ldots M = N - 1, \tag{6}$$

где $U_j^{\text{к}}$ – напряжение в узле $j$ условного конца ветви.

Задача ОС решается на основе поиска экстремума целевой функции (ЦФ) Лагранжа $L_{\text{ос}}$, состоящей из взвешенной суммы квадратов относительных ошибок всех $D$ измерений и дополненной $K_{\text{ос}}$ ограничениями-равенствами:

$$L_{\text{ос}} = \sum_{i=1}^{D} A\left(Z_i^{\text{расч}}\left(\boldsymbol{X}_{\text{ос}}\right) - Z_i^{\text{изм}}\right)^2 + \sum_{i=1}^{K_{\text{ос}}} \lambda_i \left(Y_i^{\text{расч}}\left(\boldsymbol{X}_{\text{ос}}\right) - Y_i^{\text{ф}}\right), \tag{7}$$

где $A = 1 \big/ (\delta_{\text{доп}_i} Z_i^{\text{изм}})^2$ – весовой коэффициент измерения, $\delta_{\text{доп}i}$ – предельная допустимая погрешность $i$-ого измерительного комплекса, %; $\boldsymbol{X}_{\text{ос}}$ – расчетный вектор ПМ.

Расчетный вектор ПМ в задаче ОС не совпадает с вектором состояния задачи расчета УР и содержит кроме потоков мощности или энергии модули узловых напряжений $\boldsymbol{X}_{\text{ос}}^{\text{т}}=[\boldsymbol{P}_{\text{в}}^{\text{н}};\ \boldsymbol{Q}_{\text{в}}^{\text{н}};\ \boldsymbol{U}_{\text{у}}]$ или $\boldsymbol{X}_{\text{ос}}^{\text{т}}=[\boldsymbol{W}_{P\text{в}}^{\text{н}};\ \boldsymbol{W}_{Q\text{в}}^{\text{н}};\ \bar{\boldsymbol{U}}_{\text{у}}]$, а все измерения $Z_i^{\text{изм}}$ в ЦФ (7) выражаются через параметры данного вектора. В зависимости от типа решаемой задачи, ограничения $Y_i$ могут учитываться в ЦФ (7) как строгие ограничения-равенства, или быть записаны так же, как и измерения – как квадраты взвешенных относительных ошибок. Последняя форма больше всего подходит для записи в ЦФ уравнений (6), так как расчет падений напряжения с разных сторон в ветвях сети при схемно-режимном многообразии дает погрешность. Поиск экстремума нелинейной ЦФ (7) осуществляется итерационно методом Ньютона с решением следующей линеаризованной системы уравнений в приращениях:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{H}^{\text{т}}\boldsymbol{A}\boldsymbol{H} & \boldsymbol{R}^{\text{т}} \\ \boldsymbol{R} & \boldsymbol{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\boldsymbol{X}_{\text{ос}} \\ \boldsymbol{L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{H}^{\text{т}}\boldsymbol{A}\boldsymbol{Z}^{\text{изм}} \\ \boldsymbol{Y}^{\text{ф}} \end{bmatrix}, \tag{8}$$

где $\boldsymbol{H}$ – матрица линеаризованных коэффициентов частных производных от измерений; $\boldsymbol{Z}^{\text{изм}}$ – вектор значений измерений; $\boldsymbol{A}$ – диагональная матрица весовых коэффициентов измерений; $\boldsymbol{Y}^{\text{ф}}$ – вектор значений фиксируемых ограничений-равенств; $\boldsymbol{L}$ – вектор неопределенных множителей Лагранжа λ; $\boldsymbol{R}$ – матрица коэффициентов частных производных от ограничений-равенств.

Преимуществом ПМ перед классической является отсутствие матрицы проводимости в системе уравнений (8), что позволяет легко учитывать в модели ветви с нулевым сопротивлением без их эквивалентирования, а матрица Якоби ПМ обладает существенно лучшей обусловленностью для сетей с высокой неоднородностью параметров схем замещения их элементов. На рисунке 3 представлена сеть 10 кВ, сопротивления ветвей которой резко различаются между собой. Режим работы сети рассчитывался методом Ньютона (МН) по данным узловых нагрузок в классической и потоковой моделях для разных значений $P_2$, определяющих коэффициент запаса до расчетного предела передаваемой мощности по сети. При достижении расчетной точности $10^{-5}$ по узловым мощностям фиксировалось число итераций и определялся коэффициент обусловленности матрицы Якоби $k_{\text{об}}$ в точке решения (таблица 2).

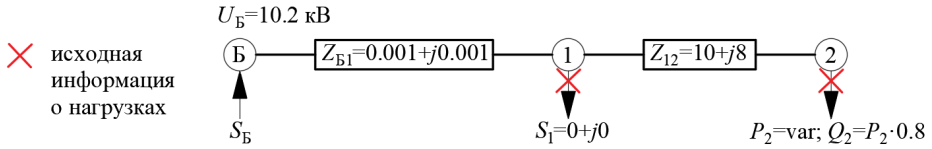


Рисунок 3 – Схема сети с разными по величине сопротивлениями ветвей

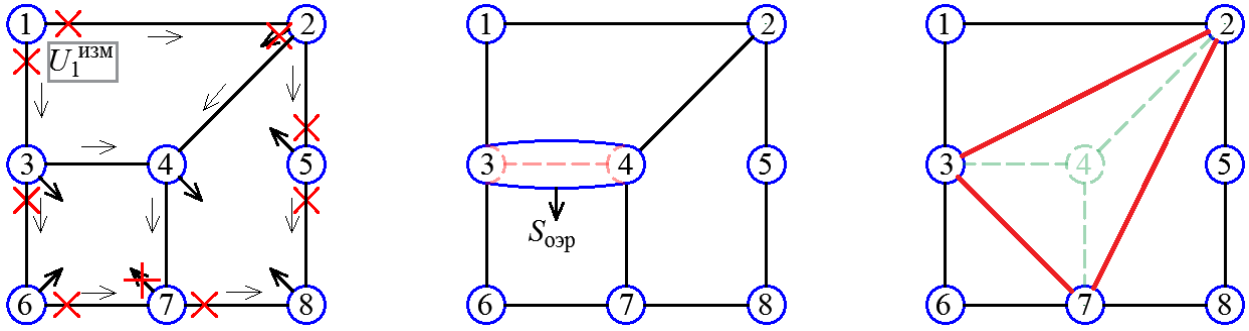
Таблица 2 – Сравнение классической и потоковой моделей при расчете режима

| Коэффициент запаса, % | $P_2$, МВт (cosφ=0.8) | Классическая модель (УУН) | | Потоковая модель | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Число итер. МН | $k_{\text{об}}$ | Число итер. МН | $k_{\text{об}}$ |
| 100 | 0.0000 | – | $9.238\cdot10^4$ | – | 5.074 |
| 70 | 0.4757 | 3 | $1.104\cdot10^5$ | 3 | 5.790 |
| 50 | 0.7929 | 3 | $1.304\cdot10^5$ | 3 | 6.667 |
| 20 | 1.2687 | 4 | $2.064\cdot10^5$ | 4 | 10.322 |
| 10 | 1.4271 | 4 | $2.890\cdot10^5$ | 4 | 14.516 |
| 0.03 (≈предел) | 1.5857 | **8** | $9.754\cdot10^7$ | **7** | $4.577\cdot10^3$ |

Помимо лучшей обусловленности матрицы Якоби ПМ, данный пример показывает, что расчетные пределы по передаваемой мощности у классической модели УР с использованием уравнений узловых напряжений и у ПМ совпадают, что подтверждает взаимозаменяемость моделей. При приближении к расчетному пределу по передаваемой мощности, число итераций у классической модели начинает увеличиваться по отношению к числу итераций, необходимых для достижения заданной точности решения в потоковой модели.

Другое достоинство ПМ в задаче ОС перед классической моделью, использующей УУН, заключается в возможности ее решения непосредственно в величинах энергии по данным измерений от счетчиков. При этом как и задача энергораспределения, ПМ обладает слабой чувствительностью к схемным и режимным изменениям в сети в течение расчетного интервала времени $T$, которые часто имеют место в РС. В условиях отсутствия фиксации моментов изменения электрической схемы и режима работы сети, эффективность использования ПМ на расчетном интервале времени становится тем выше, чем серьезнее и продолжительнее были изменения, влияющие на режим работы сети.

Третьим важным преимуществом использования ПМ в задаче ОС является возможность решения задачи ОС при наличии ненаблюдаемых участков в сети без привлечения дополнительных измерений (рисунок 4). Кроме того, в отличие от классической модели УР, в которой ненаблюдаемые узлы исключаются из расчетной модели путем эквивалентирования сети с созданием фиктивных связей, ПМ позволяет исключать ненаблюдаемые ветви за счет их эквивалентирования в наблюдаемые энергорайоны, при этом исходный граф сети сохраняется.




а) б) в)

Рисунок 4 – Исключение ненаблюдаемых элементов сети
а) исходная сеть с измерениями, отмеченными знаком «X»; б) эквивалентирование в потоковой режимной модели; в) эквивалентирование в классической модели УР

Исключение ненаблюдаемой ветви 3-4 (рисунок 4-б) с математической точки зрения соответствует сложению двух балансовых уравнений соседних узлов 3 и 4:

$$\begin{aligned} & S_3 = S_{13} - \Delta S_{13} - S_{36} \boxed{-S_{34}} \\ + \quad & S_4 = \boxed{S_{34}} - \Delta S_{34} + S_{24} - \Delta S_{24} - S_{47} \end{aligned} \quad \Rightarrow \quad \begin{aligned} & = S_{13} - \Delta S_{13} - S_{36} + S_{24} - \Delta S_{24} - S_{47} = \\ & = S_{оэр}^{3+4} = S_3 + S_4 + \Delta S_{34} \end{aligned}$$

Результатом такого сложения (рисунок 4-б) является сформированный общий наблюдаемый энергорайон $S_{оэр}$. При этом ненаблюдаемая ветвь 3-4 исчезает, а эквивалентный энергорайон содержит потери в исключаемой ветви и нагрузки в смежных с ней узлах $S_{оэр}=S_3+S_4+\Delta S_{34}$. Это соответствует балансу

энергорайона, записанному через потоки и потери мощности в наблюдаемых элементах схемы сети. Такое эквивалентирование схемы сети осуществляется с использованием достаточно простых и понятных механизмов, близких к формированию балансов мощности или энергии узлов и энергорайонов.

Токовые измерения $I_{ij}$, широко доступные в сетях 6-35 кВ, могут быть записаны в ЦФ Лагранжа $L_{\text{ос}}$ задачи ОС только для повышения избыточности измерений. В зависимости от варианта использования расчетных потоков, токовые измерения выражаются через параметры расчетного вектора ПМ $\boldsymbol{X}_{\text{ос}}$:

$$I_{ij}^2 = \left((P_{ij}^{\text{н}})^2 + (Q_{ij}^{\text{н}})^2\right) \Big/ (U_i^{\text{н}})^2 ; \qquad \bar{I}_{ij}^2 + \sigma_I^2 = \left((W_{P_{ij}}^{\text{н}})^2 + (W_{Q_{ij}}^{\text{н}})^2\right) \Big/ (\bar{U}_i^{\text{н}})^2 , \qquad (9)$$

где $\bar{I}^2_{ij}$ – математическое ожидание тока в ветви; $\sigma^2_I$ – дисперсия модуля тока.

Зачастую измерительная информация о реактивной мощности/энергии и/или напряжениях в узлах РС полностью отсутствует. В таких условиях ПМ позволяет отказаться от использования реактивных потоков и/или узловых напряжений в расчетном векторе без существенного изменения самой модели и решать задачу ОС только относительно активных потоков. Для расчета технических потерь активной мощности или энергии в выражениях (2) и (3) приходится использовать менее точные по сравнению с уравнениями (4) и (5) способы расчета, соответствующие существующей информационной обеспеченности участков сети и основанные на выражениях, в которых могут отсутствовать некоторые параметры расчетного вектора потоковой модели.

Показанные в главе 2 ключевые для сетей 6-35 кВ достоинства ПМ могут быть использованы при создании расчетных алгоритмов для ПТК диспетчерского управления и сбора данных (SCADA) для РС, а также для распределительных устройств электрических станций и подстанций, имеющих большое число связей с нулевым сопротивлением (например, выключатели), и измерительных комплексов, установленных в соединительных перемычках.

В **третьей главе** ставится задача оптимизации режимов работы различных участников энергообмена в РС в зависимости от доступных в их распоряжении устройств управления и собственных интересов. Задача оптимизации может решаться сетевыми компаниями и потребителями с генерацией, а также внутри систем внешнего электроснабжения и для независимой РГ. Среди основных доступных им устройств управления можно выделить современную коммутационную аппаратуру, генерирующие установки, устройства гибкой компенсации реактивной мощности, устройства РПН и вольтодобавочное оборудование (ВД). Учет различных интересов участников энергообмена в задаче оптимизации их режима работы, принимая во внимание находящиеся в их распоряжении устройства управления, возможен за счет гибкой компоновки целевой функции. ЦФ задачи оптимизации записывается для каждого участника энергообмена как функция затрат на его энергообеспечение и состоит из набора затратных составляющих, позволяющих учитывать влияние изменения настроек его устройств управления на величину снижения суммарных затрат.

В общем виде полная ЦФ затрат на энергообеспечение участника энергообмена может быть записана с учетом доступных ему устройств управления и включать следующие затратные составляющие, выраженные в денежных единицах [руб.]:

$$F_{\text{опт}}(\boldsymbol{W}^{\text{н}}_{\boldsymbol{P}_{\text{в}}}, \boldsymbol{W}^{\text{н}}_{\boldsymbol{Q}_{\text{в}}}, \overline{\boldsymbol{U}}_{\text{у}}, t_{\text{расч.}}) = w_{\text{п}}F_{\text{п}} + w_{\text{пок}}F_{\text{пок}} + w_{\text{пр}}F_{\text{пр}} + w_{\text{ген}}F_{\text{ген}} + w_{\text{ф-п}}F_{\text{ф-п}} + \ldots \to \min, \quad (10)$$

где $F_{\text{п}}$ – затраты на компенсацию потерь; $F_{\text{пок}}$ – затраты на покупку ЭЭ из сети; $F_{\text{пр}}$ – доход от продажи ЭЭ в сеть; $F_{\text{ген}}$ – затраты на выработку ЭЭ собственными генерирующими установками; $F_{\text{п-ф}}$ – плата за отклонение факта потребления ЭЭ или ее выдачи от плана; $w_{\text{п}}, w_{\text{пок}}, w_{\text{пр}}, w_{\text{ген}}, w_{\text{ф-п}}$ – весовые коэффициенты, о.е.

Если устройства управления, используемые для коррекции режима работы сети, не влияют на изменение какой-либо затратной составляющей, то такая составляющая будет отсутствовать в целевой функции (10). Коэффициенты при составляющих необходимы для их приведения к единому расчетному интервалу времени $t_{\text{расч}}$, и равны отношению расчетного интервала времени к принятому для финансовых взаиморасчетов коммерческому интервалу времени $w_i = t_{\text{расч}i}/T_{\text{к.и}}$.

Оптимизационная модель является математическим продолжением задачи ОС и строится на основе тех же балансовых уравнений. Записанные в функцию $F_{\text{опт}}$ (10) затратные составляющие (функции) выражаются через единый для ПМ расчетный вектор $\boldsymbol{X}_{\text{опт}}^{\text{т}} = [\boldsymbol{W}_{\boldsymbol{P}_{\text{в}}}^{\text{н}}; \boldsymbol{W}_{\boldsymbol{Q}_{\text{в}}}^{\text{н}}; \overline{\boldsymbol{U}}_{\text{у}}]$, который, в отличие от задачи ОС, включает расчетные потоки энергий и средние значения узловых напряжений. Специфика использования счетчиков как основных измерительных устройств в РС позволяет использовать измерения ЭЭ в качестве значений, определяющих режим работы сети на достаточно коротких интервалах времени, вплоть до минутных, что хорошо подходит для управления высокоманевренными устройствами в сети. Формирование УВ для менее маневренных устройств управления происходит на более длительных интервалах времени, равных или превышающих 1 час.

В целевую функцию задачи оптимизации режима работы собственников распределительных сетей, таких как сетевые компании, крупные потребители и монопотребители, включается <u>затратная составляющая на компенсацию потерь</u> $F_{\text{п}}$. Потери активной ЭЭ в рамках данной затратной составляющей на интервале времени $T$ записываются в схожей с ЦФ задачи ОС (7) квадратичной форме, отличающейся от нее нулевыми значениями измеренных потоков в ветвях $W_{Pij}^{\text{изм}} = W_{Qij}^{\text{изм}} = \mathbf{0}$ и напряжений $U_i^{\text{изм}} = \mathbf{0}$. В роли «весовых коэффициентов» здесь выступают сомножители, включающие продольные и поперечные параметры схемы замещения ветвей и узлов схемы сети, а также цену на потери ЭЭ $c_{\text{п}}$:

$$F_{\text{п}} = c_{\text{п}}\left[\sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{M} \frac{r_{ij}}{\overline{U}_i^2 T}\left(W_{P_{ij}} - \mathbf{0}\right)^2 + \sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{M} \frac{r_{ij}}{\overline{U}_i^2 T}\left(W_{Q_{ij}} - \mathbf{0}\right)^2 + \sum_{i=1}^{N} g_i T\left(\overline{U}_i - \mathbf{0}\right)^2\right], \quad (11)$$

Для потребителей, покупающих ЭЭ из сети, в ЦФ задачи оптимизации применяется <u>затратная составляющая на покупку ЭЭ из сети</u> $F_{\text{пок}}$. Она включает в себя набор из всех $M_{\text{пок}}$ ветвей, входящих в коммерческое сечение, на которых установлены счетчики ЭЭ, фиксирующие ее потребление из внешней сети.

$$F_{\text{пок}} = \sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{M_{\text{пок}}} c_{\text{рр}} W_{P_{ij}}, \quad (12)$$

где $c_{\text{рр}}$ – цена покупки ЭЭ из сети общего пользования, руб./кВт·ч.

Составляющая (12) применяется тогда, когда у участника энергообмена имеются устройства коррекции режима работы его сети. Таким устройством, способным компенсировать часть потребительского графика нагрузки, может быть генерирующая установка РГ. <u>Затраты</u> $F_{\text{ген}}$ <u>на выработку электрической энергии</u>

всеми $N_{\text{ген}}$ собственными генерирующими установками учитываются в целевой функции задачи оптимизации (10) через следующую затратную составляющую:

$$F_{\text{ген}} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{N_{\text{ген}}} c_{\text{рг}_{ij}} W_{P_{ij}} , \tag{13}$$

где $c_{\text{рг}ij}$ – цена выработки ЭЭ каждой из $N_{\text{ген}}$ РГ по ветви $ij$, руб./кВт·ч.

Эффективное использование установки РГ на углеводородном топливе, с точки зрения затрат на топливо описывается квадратичным полиномом расходной характеристики, определяющей цену выработки ЭЭ в выражении (13):

$$c_{\text{рг}_{ij}} = c_{\text{топ}_i} \left[ a_i \left( W_{P_{ij}}^{\text{рг}} \right)^2 + b_i \left( W_{P_{ij}}^{\text{рг}} \right) + c_i \right], \quad [\text{руб./кВт} \cdot \text{ч}], \tag{14}$$

где $a_i$, $b_i$, $c_i$ – коэффициенты аппроксимирующего полинома 2-ой степени расходной характеристики каждой $i$-ой установки РГ; $c_{\text{топ}i}$ – цена на топливо, руб./л.

Если потребитель с собственной генерацией или независимая РГ осуществляет продажу ЭЭ в сеть, то наряду с затратной составляющей на ее выработку $F_{\text{ген}}$ (13) ЦФ оптимизации режима работы его генерации должна содержать составляющую дохода от продажи ЭЭ в сеть $F_{\text{пр}}$, включающую все $M_{\text{пр}}$ ветви, оснащенные счетчиками ЭЭ и входящие в коммерческое сечение:

$$F_{\text{пр}} = (-1) \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{M_{\text{пр}}} c_{\text{пр}} W_{P_{ij}} , \tag{15}$$

где $c_{\text{пр}}$ – цена продажи ЭЭ в сеть общего пользования.

В полную затратную ЦФ (10) составляющая $F_{\text{пр}}$ записывается со знаком минус, так как она учитывает не затраты, а доход от продажи ЭЭ в сеть.

Для предприятий и монопотребителей, осуществляющих покупку ЭЭ по 5 или 6 ценовой категории розничного рынка ЭЭ, в целевые функции оптимизации их режима работы вводится затратная составляющая $F_{\text{ф-п}}$, связанная с платой за отклонение фактического объема (Ф) потребленной (выработанной) ЭЭ $W_{Pij}^{\text{факт}}$ от планового (П=1 ч) $W_{ij}^{\text{план}}$ по всем сечениям $M_{\text{п-ф}}$:

$$F_{\text{ф-п}} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{M_{\text{п-ф}}} c^{s}_{\text{ф-п}_{ij}} \left( W_{P_{ij}}^{\text{факт}} - W_{ij}^{\text{план}} \right), \tag{16}$$

где $c^{s}_{\text{ф-п}ij}$ – цена на ЭЭ для платы за отклонение |Ф-П| и/или |П-Ф|.

Все цены $c$ на топливо и особенно на ЭЭ в выражениях (11)-(13), (15) и (16) могут изменяться от часа к часу в соответствии с их прогнозом.

Вне зависимости от комбинации затратных составляющих, записанных в виде суммы в ЦФ (10), последняя будет являться или унимодальной, или быть выпуклой вниз при наличии в ней квадратичных затратных составляющих. Это гарантирует единственность найденного решения в ходе минимизации целевой функции и применимость для поиска решения итерационного метода Ньютона. С другой стороны, доступные для участников энергообмена устройства управления отличаются друг от друга дискретным и непрерывным характерами управления. Следовательно, выбор УВ на каждое из них в рамках решения оптимизационной задачи для их собственников в алгоритме ПМ, использующем метод Ньютона,

сложно реализуем. В связи с этим управление совокупностью устройств, различающихся характером управления, предлагается осуществлять раздельно и использовать для этого соответствующие методы оптимизации и возможности ПМ.

Для расчета УВ на устройства РПН и коммутационную аппаратуру предлагается использовать методы комбинаторного анализа, позволяющие определить дискретные положения данных устройств на продолжительных интервалах времени (например, суточных). В отношении устройства РПН решается задача по выбору уровня напряжения на шинах ЦП для его последующего поддержания в течение $t_{расч.}^{д}$ соответствующей автоматикой. Условием выбора напряжения на шинах ЦП является соблюдение параметров качества ЭЭ в узлах РС. Изменение состояния коммутационных аппаратов позволяет определить схему сети, обеспечивающую минимум потерь ЭЭ на расчетном интервале времени $t_{расч}^{д}$. В качестве исходной информации для расчета вариантов в отношении обоих устройств управления используются скользящие часовые прогнозы в узлах/ветвях сети. В этом случае ПМ позволяет осуществлять расчет варианта на интервале времени в пространстве ЭЭ за одну расчетную процедуру, что значительно сокращает число расчетов при переборе.

Расчетный интервал времени $t_{расч.}^{н}$ для активных устройств, имеющих непрерывный характер управления, таких как маневренные генерирующие установки (дизель-генераторные (ДГУ), газотурбинные, газопоршневые), устройства гибкой компенсации реактивной мощности, зависит от возможностей систем АИИС и каналов передачи данных и должен быть меньше, либо равен коммерческому. Расчет УВ на эти устройства выполняется согласованно с использованием расчетного алгоритма ПМ, при этом выбранная дискретность реализации УВ на них не меняется. Для решения задачи оптимизации может быть использован «текущий» оцененный режим на коротких интервалах времени. На рисунке 5 показана временная схема расчетных интервалов $t_{расч.}$ и интервалов реализации УВ $t_{упр.}$ на различные «активные» устройства управления.

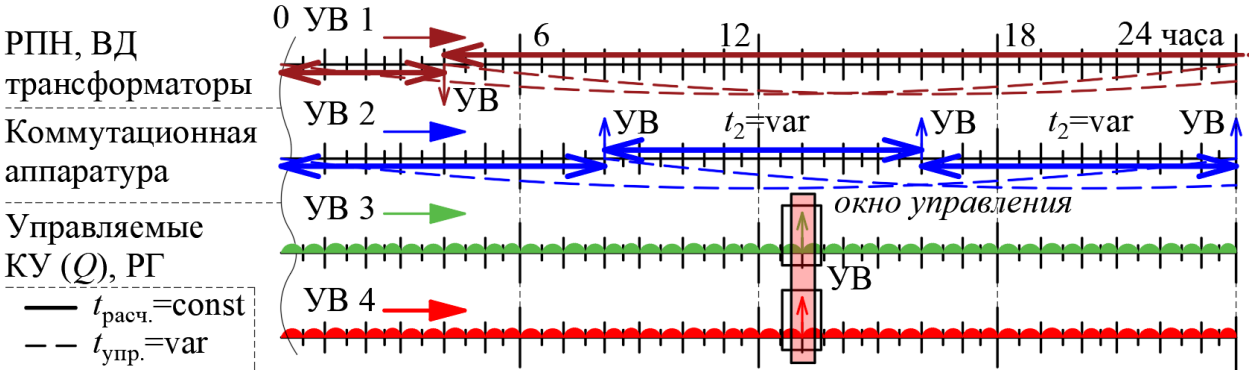



Рисунок 5 – Временная схема расчетных интервалов и интервалов реализации УВ

Интервалы управления для коммутационной аппаратуры и устройств РПН определены не жестко и могут изменяться, например, по критерию эффективности реализации УВ. Он определяется экономическим эффектом $Э_{ув}$ как разностью между результатом коррекции режима работы сети участника энергообмена и затратами на управление (например, снижение коммутационного ресурса). Если $Э_{ув}>0$, тогда происходит выдача УВ, если $Э_{ув}\leq 0$, выдача УВ не происходит. Поэтому расчетный интервал для этих устройств управления $t_{расч.}^{д}$ не всегда совпадает с интервалом выдачи УВ $t_{упр.}^{д}$ (интервалом управления).

С целью упрощения решения оптимизационной задачи было принято допущение, что связь между отдельными расчетными интервалами времени отсутствует. Это позволяет уйти от учета интегральных ограничений при решении задачи оптимизации в ПМ. В редких случаях, при необходимости соблюдения средней на интервале времени загрузки генерирующего оборудования, можно использовать ретроспективные данные о его режиме работы для последующей коррекции допустимых пределов регулирования на расчетный оптимизируемый режим. Если потребитель работает по ценовой категории с планированием, выполнение данного ограничения предлагается контролировать при планировании его режима работы. Все $K_{\text{опт}}$ ограничения $Y_{\text{i}}$ на величины узловых напряжений и потоков мощности или энергии в узлах и ветвях схемы сети, как и в задаче ОС, удобнее записывать в функцию Лагранжа $L_{\text{опт}}$:

$$L_{\text{опт}} = F_{\text{опт}} + \sum_{i=1}^{K_{\text{опт}}} \lambda_i \left( Y_i^{\text{расч}}(\boldsymbol{X}_{\textbf{опт}}) - Y_i^{\text{ф}} \right), \tag{17}$$

где $F_{\text{опт}}$ – целевая функция задачи оптимизации, дополняемая ограничениями.

Достоинство использования ПМ режима работы сети для задач ОС и оптимизации заключается в простом переходе от решения одной задачи (8) к другой путем пересчета в матричных выражениях общих блоков $\boldsymbol{R}$, $\boldsymbol{L}$, $\boldsymbol{Y}$, записанных в общем виде и относящихся к ограничениям-равенствам. Обе задачи решаются в рамках единого расчетного алгоритма потоковой модели.

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{K} & \boxed{\boldsymbol{R}^{\text{T}}} \\ \boxed{\boldsymbol{R}} & \boldsymbol{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{X}_{\textbf{опт}} \\ \boxed{\boldsymbol{L}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{B}_{\textbf{невяз}} \\ \boxed{\boldsymbol{Y}^{\textbf{ф}}} \end{bmatrix}, \tag{18}$$

где $\boldsymbol{K}$ – матрица коэффициентов частных производных по целевой функции $L_{\text{оп}}$; $\boldsymbol{B}_{\textbf{невяз}}$ – вектор невязок, стремящийся в итерационной процедуре к нулю.

К общим блокам можно отнести блок коэффициентов частных производных от уравнений-ограничений $\boldsymbol{R}$ и их фиксируемые значения $\boldsymbol{Y}^{\textbf{ф}}$. Чаще всего блок-вектор $\boldsymbol{Y}^{\textbf{ф}}$ будет состоять из нулей, так как основными ограничениями становятся балансы мощности или энергии в узлах схемы сети.

Для учета скорости набора или сброса нагрузки установок РГ, а также контроля изменения графика нагрузки на шинах ЦП, в ПМ записываются ограничения на приращения потоков мощности в узлах и ветвях схемы сети:

$$\begin{aligned} &\Delta P_{ij}/\Delta t \le \delta P_{ij} \quad [\text{кВт/мин}]; && \Delta Q_{ij}/\Delta t \le \delta Q_{ij} \quad [\text{кВ}\cdot\text{Ар/мин}]; \\ &\Delta P_{i}/\Delta t \le \delta P_{i} \quad [\text{кВт/мин}]; && \Delta Q_{i}/\Delta t \le \delta Q_{i} \quad [\text{кВ}\cdot\text{Ар/мин}]. \end{aligned} \tag{19}$$

В процедуре последовательного решения задачи оптимизации на отдельных интервалах времени переход от одного оптимального режима к другому должен осуществляться с контролем изменения требуемого потока. Разница по контролируемому потоку по абсолютной величине между текущим и предшествующим режимами не должна превышать фиксируемое ограничение.

Достоинство предлагаемой математической модели оптимизации заключается в снижении затрат на энергообеспечение различных участников энергообмена за счет гибкости построения ЦФ задачи оптимизации в зависимости от их интересов и минимизации этой функции на разных интервалах времени в зависимости от характеристик устройств управления. Расчетный вектор задачи оптимизации $\boldsymbol{X}_{\textbf{опт}}$ схож с вектором задачи ОС $\boldsymbol{X}_{\textbf{ос}}$, а для их решения используется единый расчетный алгоритм потоковой модели.

**В четвертой главе** представлена информационная и алгоритмическая структура, а также описан функционал автоматизированного устройства управления процессом электроснабжения (АУУПЭ) микросети, рассматривается его работа при установке на территории различных собственников сетей. В данном устройстве должны быть реализованы функции ОС и оптимизации режима работы сети на основе ПМ. Устройство предназначено для установки в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий, потребительских микросетях, в отдельных узлах сети с РГ и на понижающих подстанциях (центрах питания) для управления участками РС сетевых компаний.

Данные по расчетному алгоритму устройства могут обрабатываться сервером, имеющим доступ в сеть Интернет. Возможность соблюдения всех условий электропотребления, действующих в рамках выбранной ценовой категории, обеспечивается формированием ЦФ в алгоритме управления АУУПЭ. Набор внешних параметров, относящихся к его предварительной настройке, можно разделить на три типа. Схема устройства представлена на рисунке 6.

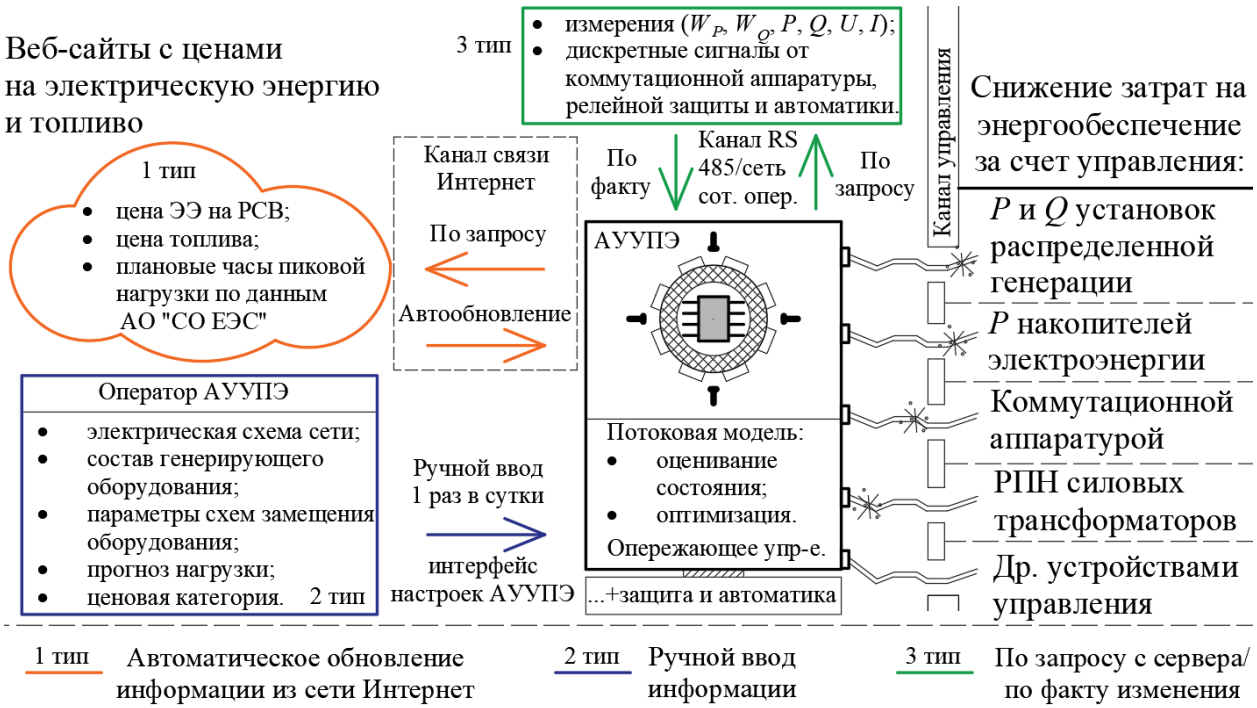



Рисунок 6 – Информационная среда автоматизированного устройства управления активным оборудованием в распределительной сети

Работа перечисленных в устройстве функций опирается на техническую информацию о режиме работы сети, получаемую от АИИС, оснащенных счетчиками ЭЭ, а также терминалов защит и автоматики, предоставляющих посредством передачи дискретных сигналов информацию о схеме сети. Эта информация может быть доступна либо по факту ее изменения с некоторой апертурой, либо по запросу самого устройства. Другой информацией являются периодически обновляемые финансовые показатели, например, такие как цены на топливо и ЭЭ в сети общего пользования. Поэтому для полной реализации работы функций в устройстве необходимо его подключение к сети Интернет.

Развертывание АУУПЭ в системе внешнего электроснабжения участника энергообмена возможно, в первую очередь, при наличии у него устройств,

позволяющих производить коррекцию его режима работы сети. Другим обязательным условием является наличие функционирующей АИИС с каналами связи, при этом становится возможным установка АУУПЭ в сети ее собственника с подключением ее к уже имеющейся системе учета ЭЭ.

Рассмотрим механизм работы АУУПЭ на примере участка сети напряжением 10 кВ (рисунок 7). Сеть выполнена кабельными линиями и подключена двумя питающими фидерами к одному центру питания. Как было выявлено, такая замкнутая кольцевая конфигурация сети наиболее перспективна для сетей с РГ. В сети можно выделить двух участников энергообмена. Первый представлен потребителем, подключенным к КТП-1 (узел 6) и имеющим дизель-генераторную установку электрической мощностью $P_e$=1600 кВт. Вторым участником энергообмена является сетевая компания с участком распределительной сети, оснащенной современной вакуумной коммутационной аппаратурой, управление которой позволяет изменять схему локального участка сети для снижения издержек на транспорт ЭЭ.

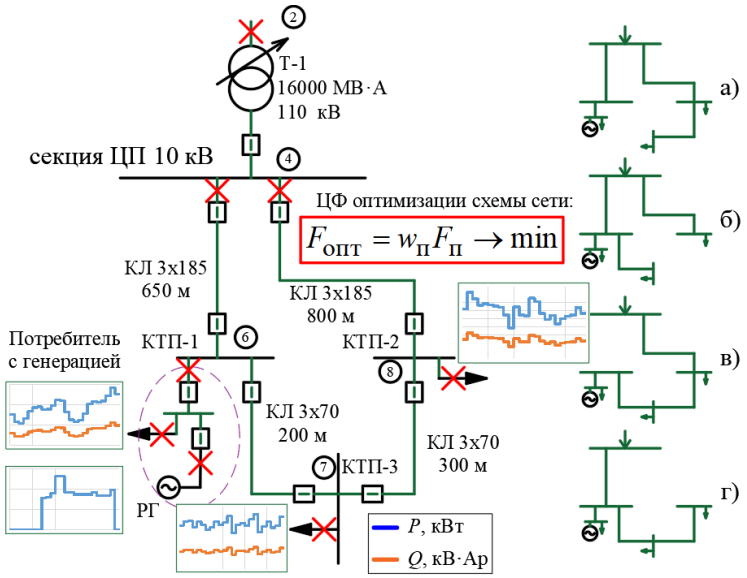



Рисунок 7 – Исходная схема сети 10 кВ и ее варианты

Эффективность работы потребительской ДГУ будет определяться стоимостью ЭЭ в сети общего пользования и стоимостью выработки ЭЭ его установкой. На рисунке 8 показано, что в период дорогой сетевой ЭЭ основная нагрузка потребителя покрывается его ДГУ в соответствии с затратными составляющими $F_{пок}$, $F_{ген}$ и $F_{п\text{-}ф}$ ЦФ (10). С другой стороны, в периоды дешевой сетевой ЭЭ вся ЭЭ покупается из внешней сети. В этом примере управление ДГУ осуществляется на часовых интервалах времени. Возможно более эффективно управлять генерацией, применяя модели опережающего управления, с использованием уравнений состояния и расчетного вектора ПМ.

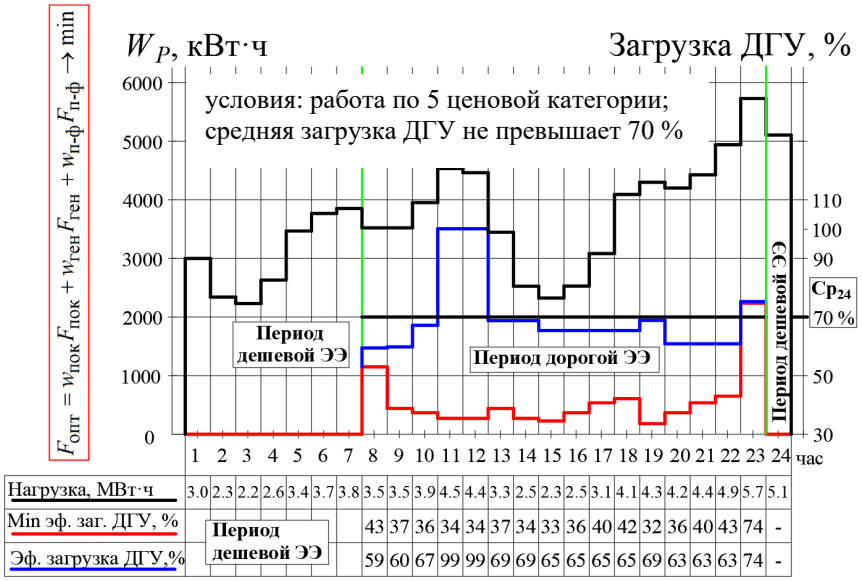



Рисунок 8 – Суточный план работы потребительской генерации (ДГУ)

Для управления коммутационной аппаратурой сетевой компании в ЦФ задачи оптимизации режима работы ее сети используется затратная составляющая $F_п$ (11), определяющая затраты на компенсацию потерь ЭЭ. Для исходной замкнутой схемы сети (рисунок 7) рассматривались четыре варианта по изменению ее конфигурации (а, б, в, г). В течение суток на основе информации о прогнозах графиков нагрузок узлов и плана по генерации рассчитывались потери ЭЭ в сети за сутки. Расчет производился для трех промежутков времени (рисунок 8), определяющих состояние и работу ДГУ в узле номер 6.

Первый семичасовой период (с 1-ого по 7-ой час) и третий период (24-ый час) определяют время, когда ДГУ была отключена. В течение второго шестнадцатичасового периода времени (с 8-ого по 23 час) ДГУ находилась в работе в соответствии с ее планом работы. Результаты расчета технических потерь ЭЭ для пяти различных конфигураций сети показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета потерь ЭЭ в различных схемах сети

| Вариант электрической схемы сети | Исходная замкнутая конфигурация | Разомкнутая, разрыв по связи 6-7 (**а**) | Разомкнутая, разрыв по связи 7-8 (**б**) | Разомкнутая, разрыв по связи 4-6 (**в**) | Разомкнутая, разрыв по связи 4-8 (**г**) |
|---|---|---|---|---|---|
| Потери $\Delta W_P$ на интервале времени с 1 по 7 час, кВт·ч | 259.7 | 265.7 | 345.0 | 747.0 | 469.6 |
| Потери $\Delta W_P$ на интервале времени с 8 по 23 час, кВт·ч | 446.9 | 475.2 | 610.2 | 1 278.1 | 801.3 |
| Потери $\Delta W_P$ на интервале времени 1 час (24:00), кВт·ч | 81.2 | 87.6 | 117.0 | 241.5 | 140.1 |
| **Всего $\Delta W_P$ за сутки, кВт·ч** | **787.8** | **828.5** | **1 072.2** | **2 266.6** | **1 411.0** |
| Отпуск ЭЭ в сеть, кВт·ч/24 ч. | 108 856.6 | 108 897.3 | 109 141.0 | 110 335.3 | 109 479.8 |
| **Потери, выраженные в % от отпуска ЭЭ в сеть** | **0.7 %** | 0.8 % | 1.0 % | 2.1 % | 1.3 % |

Значения расчетных относительных потерь ЭЭ за сутки показывают, что наиболее эффективным вариантом является исходная замкнутая конфигурация сети. Смена схемы сети возможна по требованию путем выдачи управляющих воздействий от АУУПЭ и их реализации в отношении силовых выключателей.

Стоит отметить, что изменение схемы сети наряду с переключением отпаек РПН питающих трансформаторов наиболее сильно влияет на режим работы сети. Более эффективная коррекция режима работы участников энергообмена может быть осуществлена с использованием маневренных установок РГ и устройств гибкой компенсации реактивной мощности.

**В заключении** приведены выводы и обобщены основные результаты.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. На основе обзора литературы показаны направления технического и информационного развития сетей 6-35 кВ, заключающиеся в появлении и росте в них числа различных типов генерирующих установок, современных коммутационных аппаратов, устройств гибкой компенсации реактивной мощности, во внедрении автоматизированных систем учета электроэнергии. Выявлена тенденция перехода распределительных сетей от радиальных электрических схем к замкнутым кольцевым схемам. Это постепенно приближает сети 6-35 кВ по своим возможностям управления к сетям более высоких классов напряжения и требует разработки новой режимной модели сетей 6-35 кВ, адекватной их особенностям работы и специфике развития.

2. В качестве модели установившегося режима для сетей предложено использовать потоковую модель, разработка которой имеет самостоятельное значение. Ее расчетный вектор определяется потоками мощности (энергии) в ветвях схемы сети, и он расширен по сравнению с вектором состояния. В сравнении с классической режимной моделью, использующей уравнения узловых напряжений, потоковая модель обладает явными преимуществами:
   - не чувствительна к неоднородности параметров схемы замещения и ее система уравнений существенно лучше обусловлена. Это позволяет рассчитывать схемы сетей с нулевым сопротивлением ветвей (например, с силовыми выключателями), что важно при наличии в них измерений;
   - позволяет эквивалентировать схему сети с сохранением ее исходной топологии. Это достигается путем объединения соседних узлов в район, используя математическую процедуру сложения нескольких балансовых уравнений.
3. Показано, что в задаче оценивания состояния потоковая модель позволяет учитывать особенности информационного обеспечения распределительных сетей, а также обладает следующими ключевыми достоинствами:
   - позволяет легко осуществлять переход из расчетных потоков мощностей в потоки энергии для подзадач, решаемых на разных интервалах времени;
   - позволяет отказаться от расчета реактивных потоков мощности или энергии и/или напряжений при отсутствии соответствующих измерений за счет снижения точности расчета технических потерь;
   - не требует для расчета наличия базисного и балансирующего узлов, не чувствительна к разделению схемы на несвязные части;
   - слабо чувствительна к схемным и режимным изменениям, когда расчет режима производится на основе измерений электрической энергии.
4. Предложен единый расчетный алгоритм для последовательного решения задач оценивания состояния и оптимизации режима работы сетей 6-35 кВ в потоковой модели. Переход от одной задачи к другой производится в рамках формирования схожей целевой функции, дополненной ограничениями, и ее дальнейшего решения с использованием итерационного метода Ньютона.
5. Для различных собственников сети, таких как крупные потребители, сетевые компании, а также для потребителей с генерацией и независимых генерирующих установок, в рамках потоковой модели сформирован набор затратных составляющих, включающий затраты на компенсацию потерь, затраты на покупку электроэнергии из сети и доход от ее продажи в сеть, затраты на выработку электроэнергии собственной генерацией, затраты, связанные с платой за отклонение фактического объема электроэнергии от планового. Управляющие воздействия на устройства управления режимом работы сети реализуются с разной дискретностью в зависимости от их регулировочного ресурса и степени оказываемого влияния на режим.
6. Описана информационная среда и алгоритмическая модель автоматизированного устройства управления процессом электроснабжения микросети, в основе которого лежит потоковая режимная модель. Работа устройства обеспечивается информацией о сети и оборудовании, измерениями и информацией о ценах на топливо и электрическую энергию из сети Интернет. Дано описание области применения устройства управления процессом электроснабжения, его взаимодействия с устройствами управления, имеющимися в сети, и порядка реализации управляющих воздействий.

## СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

**Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК:**

1. Мухлынин, Н.Д. Решение задачи оценивания состояния режима работы распределительной сети / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Новое в российской электроэнергетике – электронный журнал. – 2017. – № 6. – С. 55-65. 0.69 п.л./0.56 п.л. (*индексирована в РИНЦ*)
2. Nikita D. Mukhlynin, Andrey V. Pazderin, Pavel Yu. Kovalenko Concept of Automated Energy Distribution System Based on the Flow Model for Microgrids Control // 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia on October 12-13, 2017, pp 1-4. 0.25 п.л./0.24 п.л.
3. Andrey V. Pazderin, Andrey A. Pazderin, Nikita D. Mukhlynin Technical and Economic Model of Energy Transmission and Distribution Based on the Smart Metering Technologies // The 26th IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 19-21 June 2017 Edinburgh, Scotland, UK, pp 163-168. 0.5 п.л./0.25 п.л. (*индексирована в Scopus*)
4. Мухлынин, Н.Д. Потоковая модель оценивания состояния и оптимизации режимов работы распределительных сетей / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – № 9-10. – С. 3-15. 0.81 п.л./0.63 п.л. (*индексирована в РИНЦ*)
5. Nikita D. Mukhlynin, Andrey V. Pazderin, Aleksandar Sukalo Estimating operating mode parameters in distribution grids with regard to the peculiarities of their development // 2016 International Symposium on Industrial Electronics (INDEL), Banja Luka, November 3-5 2016, pp 1-4. 0.25 п.л./0.19 п.л. (*индексирована в Web of Science и Scopus*)
6. Nikita D. Mukhlynin, Andrey V. Pazderin The Model of Distribution Grids State Estimation and Optimization based on the Energy Balances Equations // ICIEAM-2016, IEEE International Energy Conference. 2016, 19-20 May Chelyabinsk, pp 1-4. 0.25 п.л./0.19 п.л. (*индексирована в Web of Science и Scopus*)
7. Nikita D. Mukhlynin, Yuriy M. Komlev Method of Direct Coordinatewise Discrete Optimization in Choosing the Optimal Normal Open Points in Distribution Grids // ICIEAM-2016, IEEE International Energy Conference. 2016, 19-20 May Chelyabinsk, pp 1-5. 0.31 п.л./0.13 п.л. (*индексирована в Web of Science и Scopus*)

**Другие публикации:**

8. Мухлынин, Н.Д. Интервальная оптимизация различных субъектов распределительных сетей / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017: материалы VIII Международной молодежной научно-технической конференции, г. Самара, 02-06 октября, 2017 г. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т 3. – С. 250-253. 0.25 п.л./0.22 п.л. (*индексирована в РИНЦ*)

9. Мухлынин, Н.Д. Оценка влияния режима работы распределенной генерации на график нагрузки питающей подстанции / В.В. Дубайлова, Н.Д. Мухлынин // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017: материалы VIII Международной молодежной научно-технической конференции, г. Самара, 02-06 октября, 2017 г. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – Т 3. – С. 13-16. 0.25 п.л./0.13 п.л. (*индексирована в РИНЦ*)
10. Мухлынин, Н.Д. Ценовая модель распределения электроэнергии в сетях 35, 6-10 кВ / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи – 2016: материалы VII Международной молодежной научно-технической конференции, г. Казань, 19-23 сентября, 2016 г.– Казань: Казан. гос. энерг. ун-т 2016. – Т 3. – С. 265-268. 0.25 п.л./0.22 п.л.
11. Мухлынин, Н.Д. Решение задачи управления распределительными сетями для оптимизации режимов их работы / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодежи: сборник докладов VI Международной научно-технической конференции, г. Иваново, 9-13 ноября 2015 г. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – Т 1. С. 332-337. 0.38 п.л./0.25 п.л. (*индексирована в РИНЦ*)
12. Мухлынин, Н.Д. Перспективные топологии и информационное обеспечение в распределительных сетях / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Вестник науки Сибири: Изд-во Томский политехнический университет. – 2015. – №15. – С. 72-76. 0.31 п.л./0.25 п.л. (*индексирована в РИНЦ*)
13. Мухлынин, Н.Д. Перспективные топологии и информационное обеспечение в распределительных сетях / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Электроэнергетика глазами молодёжи – 2014: сборник докладов V Международной молодёжной научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Томский политехнический университет. – 2014. – Т.2. – С. 308-312. 0.31 п.л./0.25 п.л.
14. Мухлынин, Н.Д. Создание интерактивной карты системы электроснабжения ОАО «ЕЭСК» в рамках концепции SmartCity и SmartMetering / Н.Д. Мухлынин, А.О. Егоров, А.В. Овчинников // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: сборник материалов всероссийской студенческой научно-практической конференции и выставки работ студентов, аспирантов и молодых учёных, г. Екатеринбург, 17-20 декабря 2013 г. – Екатеринбург, 2013. – С. 59-60. 0.13 п.л./0.10 п.л.
15. Мухлынин, Н.Д. Учёт режима работы измерительного комплекса электроэнергии в задаче поиска его неисправностей / Н.Д. Мухлынин, А.О. Егоров, А.В. Паздерин, В.Г. Литвинов // Электроэнергетика глазами молодёжи: материалы докладов третьей международной научно-технической конференции. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. – Т.1. – С. 612-616. 0.31 п.л./0.25 п.л.

| | | |
|---|---|---|
| Подписано в печать 15.03.2018 | Печать цветная | Формат 60×84 1/16 |
| Бумага типографская | | Усл. печ. л. 1.50 |
| Уч.-изд.л. 1.50 | Тираж 120 экз. | Заказ 220 |

Отпечатано в типографии ООО «Таймер - КЦ»
620075, г. Екатеринбург, ул. Луначарского, д. 136