Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»

«Кадры для регионов»

ФГБОУ ВПО «Амурский государственный университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и организаций регионов («Кадры для регионов»)

Н.В. Савина

Управление уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ

2014

ББК 31.27-5-05 я 73
С 13

Печатается по решению редакционно-издательского совета Амурского государственного университета

Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

Блейхман Александр Сергеевич, заместитель генерального директора по корпоративному и правовому обеспечению ОАО «ДРСК»

Теличенко Денис Алексеевич, канд. техн. наук, доцент кафедры АППиЭ ФГБОУ ВПО «Амурский государственный университет».

С 13 Савина Н.В. **Управление уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях:** учебное пособие / Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 114 с.

В пособии приведены концепция управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях, реализация управления уровнем потерь электроэнергии путем компенсации реактивной мощности. Учебное пособие предназначено для подготовки слушателей курсов повышения квалификации, обучающихся по образовательной программе дополнительного профессионального образования «Интеллектуальные электроэнергетические системы на базе Smart Grid».

В авторской редакции.

©Амурский государственный университет, 2014
©САВИНА Н.В., 2014

СОДЕРЖАНИЕ

	с.
ВВЕДЕНИЕ	4
1. Концепция управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях	6
1.1. Факторы сравнения активно-адаптивных и традиционных электрических сетей	6
1.2. Концептуальная модель управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях	17
1.3. Принципы реализации концепции управления уровнем потерь электроэнергии.	26
2. Технологии структурного анализа потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях	27
2.1. Основные понятия и определения в области потерь электроэнергии	27
2.2. Структура потерь электроэнергии в электрических сетях	30
2.3. Методика структурного анализа потерь электроэнергии	18
3. Управление уровнем потерь электроэнергии в распределительных сетях путем компенсации реактивной мощности	49
3.1. Выбор вида управляющего воздействия, направленного на снижение потерь электроэнергии	49
3.2. Технико-экономическая целесообразность компенсации реактивной мощности в сетях потребителей	53
3.3. Определение узлов сети для подключения активных элементов	59
3.4. Многоуровневая иерархическая модель компенсации реактивной мощности в распределительных электросетевых комплексах	80
3.5. Методика оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях	84
3.6. Алгоритм выбора мест установки и оптимальной мощности КУ	90
3.7. Влияние КРМ на эксплуатационные издержки в сети	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	108

ВВЕДЕНИЕ

В России, также как и во всем мире, в последнее время наблюдается инновационная активность в электроэнергетике. Растет внимание к проблеме энергосбережения, к технологиям Smart Grid. К стратегическим ориентирам отнесена энергетическая эффективность электроэнергетики. Это обусловлено следующими ее характерными особенностями: высоким износом энергетического оборудования, устаревшей структурой генерирующих мощностей, не соответствующей современным стандартам по энергетической и экологической эффективности, отсутствием гибкости регулирования нагрузки, недостаточной пропускной способностью межсистемных и системообразующих, магистральных линий электропередачи; слабой управляемостью электрических сетей; недостаточным объемом средств регулирования напряжения и реактивной мощности; неоптимальным распределением потоков мощности в сетях разных классов номинального напряжения, высоким уровнем потерь электроэнергии, и, как следствие, низкой энергетической эффективностью. Наблюдается также высокая зависимость предприятий ТЭК от импортных энергетических технологий и оборудования, нарастающее отставание в создании и освоении современных технологий в электроэнергетике. В то же время для энергетических предприятий характерна низкая инновационно-инвестиционная активность и нарастающий дефицит инвестиционных ресурсов, обусловленный с одной стороны, необходимостью сдерживания роста тарифов в силу социальных факторов, а с другой – ослаблением государственных механизмов правового и технологического регулирования и контроля как за текущей производственно-технологической деятельностью энергетических компаний, так и за перспективным планированием комплексного развития.

Все это привело к необходимости изменения принципов, целей, задач, моделей развития и функционирования электроэнергетики и ее перехода на инновационную платформу путем создания интеллектуальной электроэнергетической системы (ЭЭС). Интеллектуальная ЭЭС - это интегрированная саморегу-

лирующаяся и самовосстанавливающаяся энергетическая система, имеющая сетевую топологию и включающая в себя все генерирующие источники, в том числе и нетрадиционные, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электроэнергии, управляемые единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени.

Одной из наиболее важных подсистем интеллектуальной электроэнергетической системы являются активно-адаптивные сети, включающие магистральные и распределительные сети и автоматизированные системы контроля и управления. Базовым подходом к реализации таких сетей является возрастание роли управления во всех сферах их функционирования.

Можно выделить одну из наиболее значимых проблем, на решение которой направлены принципы построения активно-адаптивных сетей - это снижение потерь электроэнергии.

В то же время отсутствуют концепция и методические подходы к управлению уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях. Настоящее пособие подготовлено, чтобы заполнить этот пробел.

1. КОНЦЕПЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЕМ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АКТИВНО-АДАПТИВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

1.1. Факторы сравнения активно-адаптивных и традиционных электрических сетей

Высокий уровень потерь электроэнергии в электрических сетях в основном обусловлен неоптимальными режимами работы, характеризующимися завышенными отклонениями напряжения от номинального значения в узлах сетей высокого напряжения и заниженными в удаленных от центров питания точках сетей напряжением 0,4 – 10 кВ, большими перетоками реактивной мощности, высокой неравномерностью графиков электрических нагрузок, что обусловлено недостатком регулирующих средств, отсутствием или неудовлетворительной компенсацией реактивной мощности; недостаточным и (или) неэффективным учетом электроэнергии; широким внедрением электроприемников, приводящих к искажению качества электроэнергии. Повышается и экономическая значимость рассматриваемой проблемы, обусловленная включением в тариф нормативных значений потерь, снижением прибыли сетевых компаний, в сетях которых наблюдаются сверхнормативные потери.

Переход на платформу интеллектуальной электроэнергетической системы полагает включение в нее распределенной генерации, которая, как известно, является источником искажения качества электроэнергии, а значит и дополнительных потерь, обусловленных низким качеством электроэнергии.

При постоянном повышении стоимости электрической энергии во всем мире, несмотря на политику сдерживания тарифов на нее, большая часть стран, в том числе и Россия, нуждаются в снижении потерь электроэнергии как в магистральных, так и распределительных сетях. В таблице

1.1 приведены относительные потери электроэнергии (далее потери) по некоторым странам, включая Россию.

Таблица 1.1. – Сравнительная характеристика уровня потерь электроэнергии в разных странах мира

Страна	Уровень относительных потерь, %	Удовлетворительный уровень потерь, %
США	9	4-5
Канада	12	
ЕС	4-10	
Япония	5-6	
Россия	15	
Сенегал	14	
Нигерия	28	

Потери в электросетевых комплексах РФ составляют 20-23%, в том числе по регионам – 30-40% и выше, а по некоторым присоединениям 10 кВ потери составляют 70% и выше.

Ниже приведена динамика роста потерь электроэнергии по сравнению с ростом отпуска электроэнергии за 20 лет:

Рост абсолютных потерь - 37,6%;

Рост относительных потерь - 18,8%;

Рост отпуска электроэнергии в сеть - 7,2%.

С 1980 г. потери электроэнергии выросли в 1,5 раза!

Основные причины высоких потерь в распределительных сетевых комплексах (РСК) следующие:

- изменение структуры полезного отпуска;
- несоответствие используемого оборудования существующим нагрузкам;
- высокий уровень отклонений напряжения в узлах;
- неравномерность графиков электрических нагрузок;

- увеличение числа ремонтов, аварий, отказов оборудования, что привело к неоптимальным режимам работы сетей и росту технических потерь;
- неоптимальные режимы работы сетей, характеризующиеся большой дисперсией активной и реактивной мощностей;
- недостаток регулирующих средств, отсутствие и (или) неудовлетворительная компенсация реактивной мощности;
- низкая наблюдаемость сетей из-за недостаточного количества измерительных комплексов электроэнергии, отсутствия средств телеизмерений, неэффективного учета электроэнергии;
- Низкий технический уровень систем учета электроэнергии.

Фактические небалансы электроэнергии в распределительных сетях зачастую превышают допустимые значения и варьируются в пределах от **-80%** до **+60%** от отпуска электроэнергии в сеть. **40%** приборов учета электроэнергии удовлетворяет требованиям нормативных документов и около **80%** однофазных счетчиков требуют замены.

Анализ показал, что в электроэнергетических системах с мелкомоторной и коммунально-бытовой нагрузкой относительные потери значительно выше, чем в электроэнергетических системах с большой долей промышленного потребления.

Сохраняется тенденция роста обеих составляющих отчетных потерь: технической и коммерческой.

Специалисты большинства стран считают, что экономию от снижения потерь электроэнергии можно было бы направить на техническое перевооружение сетей, увеличение зарплаты персонала, совершенствование организации передачи и распределения электроэнергии, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, снижение тарифов на электроэнергию.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях приводит к повышению их пропускной способности, что позволяет сетевым компаниям расширить объем услуг по недискриминационному доступу потребителей к сетям.

Решить эту проблему можно только путем управления уровнем потерь электроэнергии.

Для разработки новой концепции управления уровнем потерь электроэнергии необходимо определить те принципиальные отличия существующих и активно-адаптивных сетей, которые влияют на проблему потерь электроэнергии существенным образом. Выделены следующие факторы сравнения: информационная обеспеченность проблемы потерь электроэнергии; принципы построения сети; экономические факторы; технологический базис.

Информационная обеспеченность. Проведем сравнительную характеристику электрических сетей, осуществляющих передачу и распределение электроэнергии с точки зрения оснащенности измерительными приборами и комплексами, в том числе и средствами телеизмерений. Степень информационной избыточности при измерении мощности или электроэнергии особенно велика в основных сетях напряжением 220-500 кВ, где отсутствуют ответвительные подстанции, а измерения электроэнергии осуществляются с двух сторон линии электропередачи. Как правило, в магистральных сетях оснащенность средствами измерений для решения проблемы управления уровнем потерь электроэнергии достаточна. Совершенно иная картина наблюдается в распределительных сетях 0,4-110 кВ. Здесь степень обеспеченности измерительными средствами снижается с уменьшением класса номинального напряжения и наблюдается явная недостаточность пунктов учета электроэнергии, а телеизмерения либо отсутствуют вовсе, либо присутствуют в крайне ограниченном объеме. Недостаточно счетчиков для учета отпуска электроэнергии по ступеням напряжения

распределительных сетей, особенно низкого и среднего напряжения, хотя именно в этих сетях сосредоточена основная доля коммерческих потерь. На многих подстанциях, где применяется только технический учет электроэнергии, измерительных комплексов электроэнергии либо нет, либо погрешность учета превышает допустимую во много раз. В таких условиях далеко не всегда возможно составить балансы электроэнергии, как по подстанциям, так и по сетям в целом, величина фактических небалансов электроэнергии нередко в десятки раз превышает допустимые значения. Для распределительных сетевых компаний зачастую единственной режимной информацией являются результаты контрольных замеров, проводимых два раза в год на подстанциях, оснащенных измерительными приборами, причем снятие показаний приборов проводится вручную из-за отсутствия телеизмерений. По ведомственным подстанциям при таких замерах информация отсутствует. Часто погрешность измерительных комплексов в несколько раз превышает допустимую, обусловленную классами точности приборов.

Существующая децентрализация информации, используемой при определении и снижении потерь электроэнергии, приводит к затрудненному доступу сетевым компаниям к режимной и схемной информации смежных энергетических компаний, что снижает оперативность ее обработки и анализа. Общее информационное поле, образуемое единым технологическим процессом, оказалось разделено организационно и экономически. Увеличились финансовые риски участников рынка от использования недостоверной информации, либо от отсутствия ее в полном объеме при определении потерь электроэнергии, которые рассчитываются по моделям и методам, разработанным для полного и достоверного объема информации.

Таким образом, применение неэффективных методов и систем учета электроэнергии, использование некорректной и недостоверной информации в качестве исходной для выбора мероприятий по снижению потерь

электроэнергии приводит к их неэффективности, и целесообразность таких мер в значительной степени теряется.

На рис. 1.1 представлена классификация информации, используемой при анализе потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях.

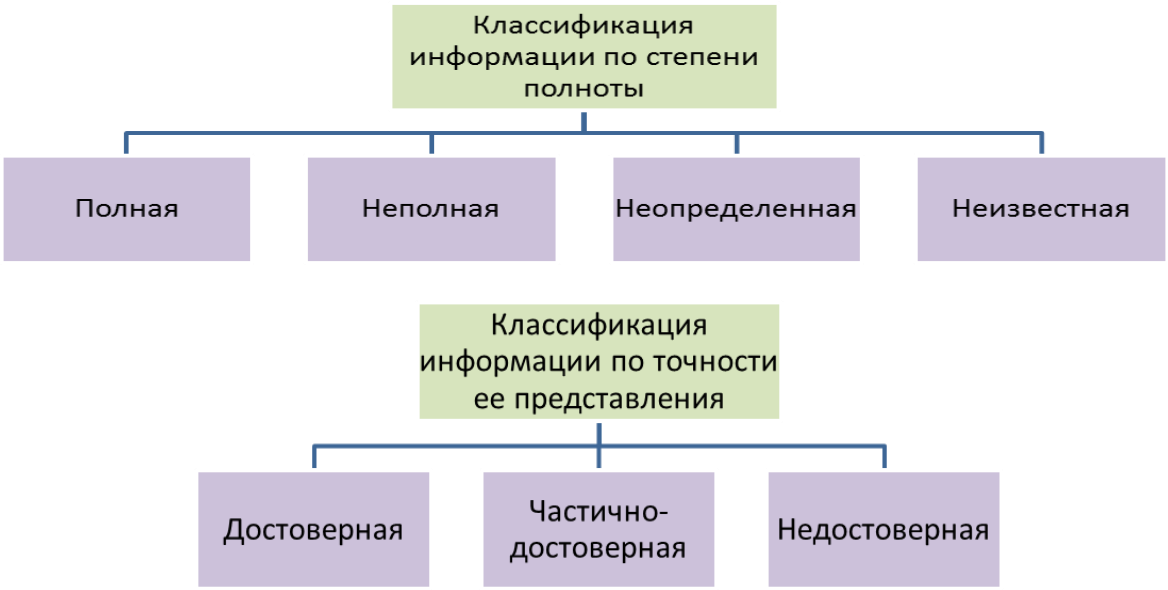


Рис. 1.1. Классификация информации, используемой при анализе потерь электроэнергии

Рассмотрим возможности информационной обеспеченности активно-адаптивных сетей для управления уровнем потерь электроэнергии. Сюда входят автоматизированные системы мониторинга (АСМ), реализующие принципиально иные методы контроля сети, в том числе планируемые автоматизированные системы управления спросом на электроэнергию; системы автоматизированного управления в режиме реального времени (АСДУ или SCADA, высокоинтегрированные информационно-управляющие комплексы оперативно-диспетчерского управления с экспертно-расчетными системами принятия решений), позволяющие реализовать принцип децентрализованного управления, интегрированные системы

измерения и учета электроэнергии, в том числе АИИС КУЭ нового поколения на базе интеллектуальных счетчиков, телекоммуникационные системы на базе ВОЛС, цифровые каналы обмена информацией между объектами и центрами управления; геоинформационная система передачи данных. В итоге становится доступной следующая информация в режиме реального времени, необходимая для эффективного управления уровнем потерь электроэнергии: профили и прогнозы электропотребления, идентификация отказов и динамичное изменение топологической структуры сети, загрузка линий и трансформаторов, уровни напряжений в узлах сети, коэффициенты реактивной мощности, показатели качества электроэнергии, характеристика состояния оборудования, узлы включения распределенной генерации.

Сравнительный анализ информационной обеспеченности определения и анализа потерь электроэнергии приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2. – Информационная обеспеченность проблемы потерь электроэнергии в активно-адаптивных и традиционных сетях

Существующие сети	Активно-адаптивные сети
Разделение информационного поля	Доступность информации в режиме реального времени
Децентрализация информации	Появление информации нового качества
Недостаточность измерительных комплексов и средств контроля	Избыточность измерительных комплексов и систем

Появление информации нового качества приводит к необходимости формирования информационной модели для управления уровнем потерь в активно-адаптивных сетях на новых принципах, основывающихся на фундаментальных свойствах интеллектуальных энергосистем, закономерностях развития рынков электроэнергии.

Принципы построения сети. Источниками питания существующих сетей всех классов номинального напряжения является централизованная генерация. Это определяет их принципы построения и структуру, обеспечивающую передачу электроэнергии по сетям в одном направлении – от электрических станций к потребителям, несмотря на разную топологическую структуру основных и распределительных сетей. Активно-адаптивные сети в качестве источников питания полагают комплексное использование централизованной и распределенной генерации в рамках единой интегрированной ЭЭС. При этом доля использования распределенной генерации в перспективе может достичь 20% от общего объема производства электроэнергии [41]. Распределенная генерация технологически более гибкая, обладает более высокой степенью автоматизации, предполагает установку небольших генераторов в непосредственной близости к потребителям и участвует в розничном рынке энергии и мощности. Еще одним, отличным от существующих, принципом построения активно-адаптивных сетей является наличие активного потребителя, у которого появляются возможности самостоятельного изменения объема и функциональных свойств получаемой энергии. Кроме того, потребитель, имеющий собственные генерирующие установки, может выступать в качестве продавца на розничном рынке энергии в часы пиковых нагрузок, т.е. он становится субъектом управления системой. Самовосстановление при аварийных ситуациях присуще только активно-адаптивным сетям. Оно обеспечивает переход от управления по факту возникновения аварийной ситуации к превентивному управлению ею, основано на распределенных принципах управления, использовании вакуумных реклоузеров, иных автоматических переключателей, интеллектуальных системах контроля и средствах визуализации, оборудовании для обеспечения альтернативного электроснабжения потребителей.

Сравнительный анализ принципов построения действующей и ак-

тивно-адаптивной сети приведен в таблице 1.3.

Таблица 1.3. – Принципы построения сети

Существующая сеть	Активно-адаптивная сеть
Централизованная генерация	Централизованная и распределенная генерация
Радиально-лучевая топология	Сетевая и ячеистая структура
Пассивный потребитель	Активный потребитель
Изменение структуры сети при переходе к ремонтным и послеаварийным режимам	Динамичное автоматическое изменение структуры сети, в том числе нормальной схемы

Исходя из вышесказанного, активно-адаптивные сети обладают принципиально иной схемой сегментации и иерархии организационной структуры, рассчитаны на динамичное автоматическое изменение топологической структуры сети. Ожидается трансформация радиально-лучевой топологии распределительных сетей в сетевую и ячеистую и переход к созданию микросетей на стороне конечного потребителя.

Экономические факторы. Из новых экономических факторов, присущих интеллектуальной ЭЭС и влияющих на потери электроэнергии, можно выделить следующие: расширение рынков энергии и мощности до конечного потребителя путем обеспечения открытого доступа на них активного потребителя и распределенной генерации, т. е., изменение инфраструктуры рынков; переход на клиентоориентированный подход с дифференциацией стоимости услуг в зависимости от качества электроэнергии и уровня надежности электроснабжения; оптимизация управления активами – переход к удаленному мониторингу производственных активов в режиме реального времени, интегрированному в корпоративные системы управления. Их применение обеспечит оптимизацию пропускной способности сетей, регулирование графиков электрических нагрузок, снижение потерь

электроэнергии, сокращение эксплуатационных издержек, оптимизацию сетевых резервов и ресурсов.

Технологический базис. Сравнение существующих и активно-адаптивных сетей показало, что из инновационных технологий, применяемых в электрических сетях 220-500 кВ, FACTS технологии в совокупности с новыми устройствами телемеханики, мониторинга и управления позволят обеспечить управление уровнем потерь электроэнергии с новым качеством.

Активно-адаптивные сети содержат накопители электроэнергии, обеспечивающие быстрый резерв. Их подключение приведет к изменению как топологии сети, так и перетоков мощности по ней. В то же время накопители электроэнергии выполняют следующие важные для управления уровнем потерь функции: выравнивание графиков электрических нагрузок в сети путем накопления электроэнергии в периоды избыточной электроэнергии, когда она имеет меньшую стоимость, и выдачи в сеть в периоды дефицита, обеспечение бесперебойного питания особо важных объектов; демпфирование колебаний мощности; стабилизацию работы децентрализованных источников энергии.

Основной элемент технологического базиса любой сети – подстанция. Активно-адаптивные сети ориентированы на подстанции нового поколения - цифровые подстанции (ПС). В цифровой подстанции организация всех потоков информации при решении задач мониторинга, анализа и управления осуществляется в цифровой форме**.** Появились высоковольтные оптические трансформаторы тока и напряжения, разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами, выпускаются микропроцессорные контроллеры, на базе которых создаются надежные программно-аппаратные комплексы ПС; принят международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий представление данных о ПС как объекте автоматизации, а также протоко-

лы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами (IED) ПС, включая устройства измерения, контроля и управления, релейной защиты и автоматики. Ключевым моментом такой подстанции является интеллектуальный трансформатор с максимально возможным автоматическим контролем состояния всех его систем, с самодиагностикой и выдачей рекомендаций по дальнейшим действиям в случае повреждения или анормального воздействия на трансформатор, с автоматическим управлением устройством РПН.

Изменяется конструктивное исполнение линий электропередачи путем перехода с неизолированных проводов марок А, АС на самонесущие изолированные провода, алюминиевые провода с композитным сердечником, сталеалюминиевые термостойкие провода, компактные провода плотной упаковки с низким аэросопротивлением и другие проводники с использованием новых композитных материалов, с кабелей с бумажной изоляцией, маслонаполненных кабелей на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, кабели, содержащие высокотемпературные сверхпроводниковые материалы. Их отличительной особенностью является повышенная пропускная способность, более низкие потери электроэнергии.

Рассредоточение и локализация контролирующих и управляющих функций в активно-адаптивных сетях, включая принятие решения интеллектуальными распределенными автоматическими устройствами с осуществлением координации взаимодействия и функционирования всех элементов и субъектов сети – еще одна технология, изменяющая существующие подходы к минимизации потерь электроэнергии.

Проведя сравнительный анализ существующих и активно-адаптивных сетей можно выделить те новые свойства, которые позволяют решать проблему управления уровнем потерь электроэнергии на принципиально ином, более высоком уровне:

- адаптивность;

- повышение управляемости сетями;
- способность к саморегулированию и самовосстановлению;
- включение распределенной генерации в сеть;
- возможность аккумулирования энергии;
- управление межсистемными перетоками;
- сегментация и иерархия потоков электроэнергии и информационных потоков;
- распределение принимаемых управляющих решений, как текущих, так и перспективных, и ответственности за них;
- интерактивность;
- клиентоориентированный подход.

1.2. Концептуальная модель управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях

Изменение принципов управления в электроэнергетике привело к необходимости смещения акцента с традиционного выбора мероприятий по снижению технических или коммерческих потерь электроэнергии на основе ретроспективного анализа, обеспечивающего их изменение только на рассматриваемом участке сети на управление уровнем потерь.

Под *управлением уровнем потерь электроэнергии* в активно-адаптивных сетях понимается обеспечение их минимального значения путем реализации оптимальной совокупности методов и способов, технологий и технических средств на разных пространственно-временных иерархиях на основе выявленных закономерностей их изменения и прогнозирования. При этом необходимо опираться на методы принятия решений в условиях неопределенности.

Работа энергосистем в условиях краткосрочных энергетических рынков уже сейчас вызывает высокую нестабильность электрических режимов. Существенное повышение неопределенности в режимной инфор-

мации обусловлено большой неопределенностью рыночной конъюнктуры. При переходе на активно-адаптивные сети с участием активного потребителя и распределенной генерации, динамичным изменением топологии электрической сети неопределенность, обусловленная стохастическими изменениями параметров режима, только усиливается, что сказывается как на самой величине потерь, так и динамике их изменения. Развитие розничного рынка электроэнергии ставит задачу определения ответственности потребителей и сетевых распределительных компаний за создаваемые ими потери, которая усложняется существенным образом, когда транспорт электроэнергии осуществляется по сетям, принадлежащим разным собственникам. Динамичное изменение структуры (топологии) активно-адаптивной сети усиливает эту ситуацию. Еще одним немаловажным параметром при управлении электрическими сетями является временной фактор. Одним из важных свойств активно-адаптивных сетей является не только управление в режиме реального времени, но и превентивное управление, основанное на прогнозировании как режимной, так и схемной информации, что также усиливает неопределенность.

Таким образом, для активно-адаптивных сетей характерны следующие виды неопределенности: неопределенность, обусловленная быстро меняющейся режимной информацией; неопределенность, обусловленная динамичным изменением схемной информации; неопределенность, обусловленная временным фактором.

В основу концептуальной модели управления уровнем потерь электроэнергии положен системный анализ, охватывающий все грани проблемы снижения потерь электроэнергии, что дало возможность выделить перечень взаимосвязанных задач, позволяющих не упустить из рассмотрения важные стороны и связи функционирования электрических сетей, учесть неопределенности и случайности, обусловленные особенностями функционирования активно-адаптивных сетей. Предметом системного анализа по-

терь электроэнергии являются общие закономерности их изменения в трех временных интервалах: ретроспективном, настоящем и будущем, и свойства потерь как объекта управления [37].

Концепция управления уровнем потерь электроэнергии строится на следующих базовых принципах: нормативный; информационный; технологический; экономический; менеджмент.

Для эффективного управления уровнем потерь электроэнергии необходимо изменение нормативной-законодательной и методической базы в области потерь электроэнергии, которое нужно начать с развития понятийного аппарата, относящегося к потерям электроэнергии, и прежде всего, внести изменения в понятие структуры потерь электроэнергии.

Совершенствование государственного контроля над уровнем экономической концентрации на энергетических рынках и государственного регулирования естественных монополий в энергетическом секторе, формирование эффективной и стабильной системы тарифо- и ценообразования на энергетических рынках, взаимоувязанной с мерами по развитию конкуренции во всех потенциально конкурентных сегментах энергетических рынков, стимулирование развития и использования новых энергетических технологий, рационализация налоговой нагрузки на предприятия энергетического сектора в рамках формирования нормативной правовой базы, направленной на эффективное экономическое регулирование в энергетическом секторе страны, позволят реализовать нормативный принцип концепции управления уровнем потерь электроэнергии.

В интеллектуальных ЭЭС информационное поле едино, содержит новые элементы и связи, поэтому и описываться должно моделями, построенными на математическом аппарате, отличном от традиционно применяемого. Предлагается следующая структура его построения и математического аппарата для его описания (рис. 1.2).

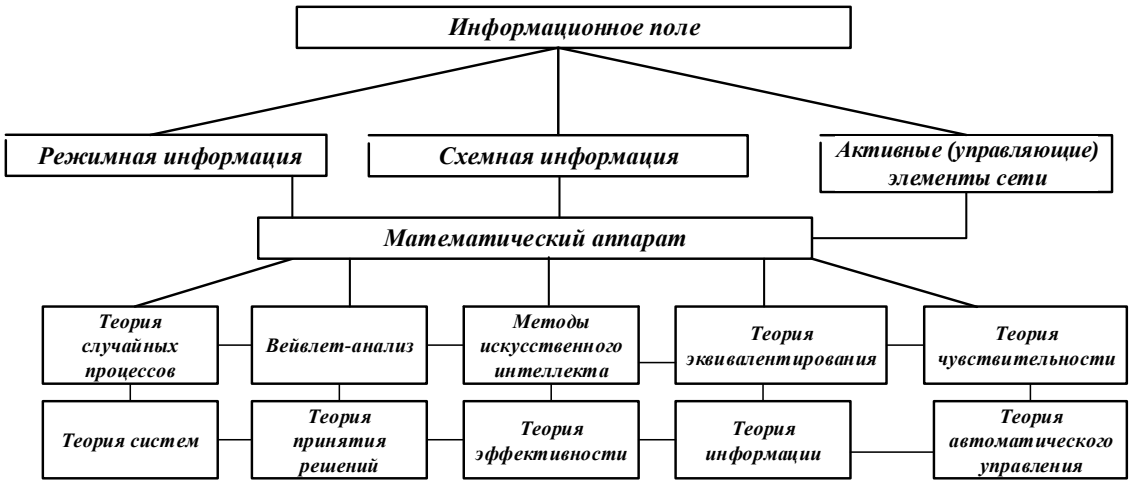


Рис. 1.2. Структура информационного поля и математический аппарат для его описания

Технологический принцип подразумевает использование общеизвестных мероприятий по снижению потерь в комплексе с технологическим базисом активно-адаптивных сетей, описанным выше, на основе теории принятия решений и теории эффективности, что приведет к их развитию и появлению новых решений анализируемой проблемы. При этом задача должна рассматриваться в целом, а набор технологий, организационных и технических решений выбираться путем сравнительной эффективности и ранжирования мероприятий и их совокупностей в условиях неопределенности на основе системного анализа. Такой инструмент приведен в [37].

Экономический принцип направлен на обеспечение заинтересованности всех субъектов рынков энергии (мощности) в реализации концепции управления уровнем потерь электроэнергии путем развития существующих экономических стимулов и ввода новых. Исходные положения для его реализации заложены в [41]. К ним можно отнести переход от административных к экономическим методам стимулирования эффективности сетевых компаний, внедрение механизмов консолидации управления распределительными сетями, в том числе путем лицензирования деятельности по пе-

редаче и распределению электрической энергии; завершение формирования оптового и розничного рынка электрической энергии (мощности); включения инвестиционной составляющей в тариф на оказание услуг по передаче электрической энергии и в тарифы государственных компаний, реализующих общесистемные проекты; формирование условий для функционирования системы выбора потребителем поставщика электрической энергии; совершенствования тарифного регулирования в сфере естественных монополий и введения экономической ответственности генерирующих предприятий и предприятий сетевого комплекса за выполнение гарантированных стандартов надежности и качества обслуживания потребителей.

Обеспечение экономических стимулов для управления уровнем потерь основано на следующих принципах: расширение использования рыночных механизмов ценообразования в электроэнергетике, а также механизмов саморегулирования; применение на рынках электрической энергии (мощности) механизмов ценообразования, обеспечивающих участникам рынка потенциальный уровень доходности не ниже, чем в других секторах экономики с сопоставимым уровнем рисков; предсказуемость долгосрочной тарифной политики.

Концепция эффективного управления уровнем потерь электроэнергии основана на дуальном подходе, включающем в себя технологическое управление и эффективный менеджмент процессов. Комплексный эффект от такого управления состоит из экономических и социальных эффектов, обусловленных всеми факторами, которые влияют на уровень потерь, и обеспечивается правильной организацией макро- и микропроцессов по их управлению для всех субъектов рынков электроэнергии (мощности). Так как концепция управления уровнем потерь предусматривает одновременное участие в процессе управления всех субъектов рынков, то макропро-

цессы должны рассматриваться в качестве надсистемы, т.е. быть едиными для всех участников управления уровнем потерь.

Общая схема концепции управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях приведена на рис. 1.3.

Основой управления уровнем потерь электроэнергии является их мониторинг, который должен осуществляться на трех временных интервалах и включать ретроспективное и оперативное их определение, а также прогноз для разных интервалов упреждения. Для этого нужна информационная модель активно-адаптивной сети. Ее подсистемой являются модели информационных потоков, используемых для определения потерь электроэнергии и управления ими.

Так как концепция управления уровнем потерь электроэнергии предусматривает учет неопределенности, то мощным инструментом снижения ее степени и резкого сокращения размерности решаемой задачи является эквивалентирование электрической сети с учетом активных элементов. Под активными элементами будем понимать не только распределенную генерацию и активного потребителя, но и сетевые управляющие устройства и комплексы. Исходя из динамичного изменения структуры сети, эквиваленты сети также должны определяться на разных временных интервалах. Эффективный мониторинг потерь немыслим без автоматизированного расчета и анализа потерь на разных пространственно-временных иерархиях, который должен строиться на принципах адаптивного выбора алгоритма расчета их составляющих адекватно виду неопределенности, отличных от принятых в современных сертифицированных программах по расчету потерь электроэнергии.

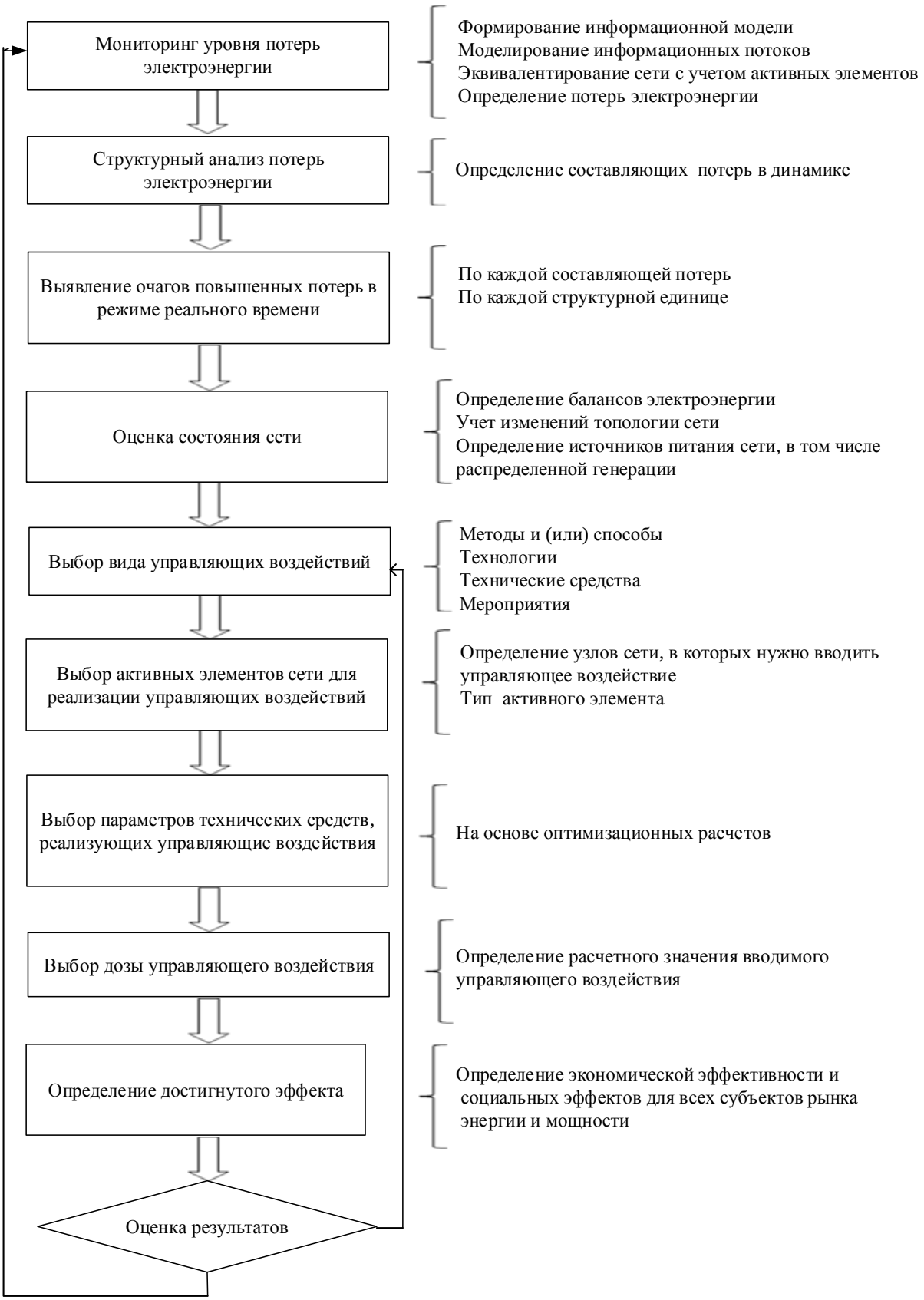


Рис. 1.3. Общая схема концепции управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях

Структурный анализ потерь электроэнергии полагает введение новых признаков классификации и более глубокую детализацию составляющих потерь электроэнергии, в том числе выделение потерь от низкого качества электроэнергии с целью включения этой составляющей в тарифы с выделением ответственности субъектов рынка за ухудшение качества электроэнергии. Такой подход будет экономическим стимулом для решения проблемы качества электроэнергии в активно-адаптивных сетях. Детальный анализ потерь электроэнергии в электрической сети необходим для выбора оптимального инструментария для эффективного управления их уровнем. Анализ потерь нужно проводить в динамике, определять закономерности изменения составляющих потерь не только во времени, но и по конфигурации сети. Это позволит выявить очаги повышенных потерь как по каждой структурной единице сети, так и каждой составляющей потерь. Под структурной единицей понимаются шины подстанции одного уровня напряжения, подстанция в целом, выделенная часть схемы сети с центром питания, РЭС и т.п., вплоть до энергосистемы. На данном этапе необходимо ранжировать потери по узлам и ветвям сети в динамике с целью дальнейшего выбора комплекса управляющих воздействий, направленных на снижение одновременно нескольких составляющих потерь с наибольшим экономическим эффектом.

Выявление очагов повышенных потерь на основе их ретроспективного анализа позволит разработать программу их снижения, включающую оптимальный инструментарий для ее реализации. Решение той же задачи, но в реальном режиме времени позволит адаптивно управлять уровнем потерь. С этой целью необходима оперативная оценка состояния сети, включающая в себя определение и анализ балансов электроэнергии, учет изменения топологической структуры сети, подключенных к ней источников питания, в том числе и распределенной генерации, их характеристик.

Исходя из оценки состояния сети и выявленных очагов повышенных потерь, определяются виды управляющих воздействий. Под видами управляющих воздействий понимаются методы и способы снижения потерь электроэнергии,

технологии и технические средства их реализующие, например, выбор оптимальной точки размыкания сети, узла подключения генератора или компенсация реактивной мощности. Один и тот же результат по снижению потерь электроэнергии можно достичь разными путями и с разным экономическим эффектом, разным сроком окупаемости, поэтому на основе теории эффективности и ранжирования мероприятий с помощью матрицы эффективности выбираются совокупности технических и организационных решений, обеспечивающие достижение желаемого результата с наименьшими затратами.

Еще одной особенностью активно-адаптивных сетей является повышение их неоднородности, в результате актуальным становится поиск узлов (сенсоров), в которых управляющее воздействие окажет наибольший системный эффект от его реализации, т.е. узлов, чувствительных к этому воздействию. Необходима методика, позволяющая их определять на основе критерия чувствительности. Далее выбирается тип активного элемента, реализующего управляющее воздействие в каждом чувствительном узле сети, например, в узле сети 220 кВ это может быть управляемый шунтирующий реактор (УШР), в узле сети 0,4 – 110 кВ компенсирующее устройство емкостного типа или индукционный накопитель энергии. Затем должны быть определены номинальная мощность и другие параметры этого активного элемента на основе оптимизационных многокритериальных расчетов в условиях неопределенности. При управлении уровнем потерь электроэнергии в режиме реального времени определяются дозы вводимого управляющего воздействия, например текущая мощность УШР, в основном автоматически. По реакции всей сети рассчитывается достигнутая суммарная экономическая эффективность, в том числе и отдельно для каждого из субъектов рынка. По оценке полученных результатов определяется их достаточность. Если желаемый эффект достигнут, то опять осуществляется мониторинг потерь электроэнергии с целью адаптивного реагирования на появление возможного очага повышенных потерь. В противном случае осуществляется возврат к выбору вида управляющих воздействий, и задача решается заново.

Предложенный алгоритм управления уровнем потерь электроэнергии реализуется на любом временном интервале: ретроспектива, оперативное или превентивное управление.

1.3. Принципы реализации концепции управления уровнем потерь электроэнергии.

К основополагающим принципам реализации концепции управления уровнем потерь электроэнергии относятся:

единый методологический подход, основанный на системном анализе, как инструмент управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях;

общая информационная модель активно-адаптивной сети, позволяющая моделировать режимные и схемные параметры сети, в том числе активные ее элементы на разных пространственно-временных иерархиях;

выделение в качестве активных элементов чувствительных узлов сети, реакция которых на управляющие воздействия обеспечит наибольший системный эффект от снижения потерь электроэнергии;

создание банка типовых организационных, технологических и технических решений по управлению уровнем потерь электроэнергии.

Рассмотрим некоторые этапы общей концепции управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях.

2. ТЕХНОЛОГИИ СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АКТИВНО-АДАПТИВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

2.1. Основные понятия и определения в области потерь электроэнергии

Прежде чем рассматривать задачи управления уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях, приведем термины и определения, используемые в настоящее время при определении и анализе потерь электроэнергии.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии.

Технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при ее реализации.

Технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих: потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (*технические потери*); расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных: а) погрешностями системы учета электроэнергии, б) хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены (этот второй вид потерь не явля-

ется технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии).

Технические потери – сумма составляющих потерь, а именно потерь в линиях и оборудовании электрических сетей: зависящих от нагрузки электрической сети (*нагрузочные потери*); зависящих от состава включенного оборудования (*условно-постоянные потери*); зависящих от погодных условий.

Условно-постоянные потери – потери, величина которых не зависит или незначительно зависит от параметров режима сети.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

Потери электроэнергии – это та часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, полученной сетью от производителей электроэнергии.

Норматив технологических потерь электроэнергии – технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с [19] при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде. Норматив потерь включается в тариф на передачу электроэнергии по электрическим сетям.

Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов.

Сверхнормативные потери электроэнергии (СНПЭ) – разность между суммарными фактическими потерями за период и утвержденными нормативными потерями, то есть это часть электроэнергии, поступившая в электрическую сеть и потребленная из сети, но не оплаченная потребителями.

Очаг сверхнормативных потерь – участок сети или элемент, в котором наблюдается уровень потерь выше нормативного значения.

Коммерческие потери – потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию и другими причинами в сфере контроля потребления энергии.

Укрупненная структура отчетных потерь электроэнергии – представление отчетных потерь в виде четырех составляющих: технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, потерь, обусловленных инструментальными погрешностями измерения электроэнергии, и коммерческих потерь.

Детальная структура потерь электроэнергии – представление отчетных потерь в виде составляющих, объединенных общим признаком: одинаковым номинальным напряжением, типом оборудования, характером изменения во времени (переменные, условно-постоянные), обусловленности (нагрузочные, холостого хода, зависящие от климатических условий), административным подразделением и т.п.

Фактический небаланс электроэнергии на объекте – разность электроэнергии, поступившей на объект, и суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта. Под объектом понимается комплекс электротехнических устройств, поступление электроэнергии на который и отпуск электроэнергии с которого фиксируются с помощью приборов учета. Это подстанция, РЭС, ПЭС, сетевые компании и т.д.

Расчет структуры потерь электроэнергии – определение численных значений составляющих потерь и характеристик их достоверности.

Анализ потерь электроэнергии – оценка приемлемости уровня потерь с экономической точки зрения, выявление причин превышения допустимых небалансов электроэнергии на объекте в целом и в его частях, выявление территориальных зон, групп элементов и отдельных элементов с повышенными потерями (очагов потерь), определение количественного влияния на отчетные потери и их структурные составляющие параметров, характеризующих режимы передачи электроэнергии.

Мероприятие по снижению потерь электроэнергии – мероприятие, проведение которого экономически оправданно за счет экономии электроэнергии.

Мероприятие с сопутствующим снижением потерь электроэнергии – мероприятие, приводящее к снижению потерь электроэнергии, но затраты на которое не окупаются только за счет их снижения.

Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии – расчеты и разработка конкретных мероприятий по снижению потерь электроэнергии с соответствующими каждому мероприятию показателями требуемых затрат, получаемой экономии электроэнергии, срока окупаемости затрат или других показателей экономической эффективности.

Резервы снижения потерь электроэнергии – снижение потерь, которое может быть получено при внедрении экономически обоснованных мероприятий по их снижению.

Под ***управлением уровнем потерь электроэнергии*** понимается обеспечение требуемой точности расчета и прогнозирования, оптимального значения потерь на основе системного анализа.

2.2. Структура потерь электроэнергии в электрических сетях

Переход на активно-адаптивные сети обусловливает необходимость уточнения структуры потерь электроэнергии. Для исключения неопределенности любого рода при расчете и анализе потерь электроэнергии целесообразно использовать структуру таких потерь, в которой они разделены на составляю-

щие, исходя из физической природы информационных потоков и самих потерь, реальных условий эксплуатации электрических сетей.

Исходя из перечисленного, поэлементная структура потерь электроэнергии в активно-адаптивных распределительных сетях остается прежней. Это потери:

в линиях: кабельных, воздушных, токопроводах, шинопроводах;

в силовых трансформаторах: двухобмоточных, с расщепленной обмоткой, трехобмоточных, автотрансформаторах;

в компенсирующих устройствах: батареях конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, синхронных компенсаторах, шунтирующих реакторах, управляемых компенсирующих устройствах любого типа;

в асинхронных и синхронных двигателях;

в оборудовании подстанции: в вентильных разрядниках (РВ), нелинейных ограничителях перенапряжений (ОПН), устройствах присоединения ВЧ-связи (УПВЧ), измерительных трансформаторах тока (ТТ) и напряжения (ТН), включая их вторичные цепи, в электрических счетчиках.

По зависимости от параметров режима сети потери электроэнергии делятся на нагрузочные и условно-постоянные, потери от низкого качества электроэнергии.

По качеству информационных потоков (т.е. их полноте и достоверности) структурный анализ потерь позволил выделить следующие составляющие:

нагрузочные и условно-постоянные потери;

потери, из-за низкого качества электроэнергии;

метрологическую составляющую – потери, вызванные погрешностями измерительных средств и способов измерения электроэнергии;

методическую составляющую, обусловленную выбором соответствующего метода расчета потерь и полнотой и достоверностью исходной информации;

организационную составляющую, обусловленную организационными причинами потерь, например, наличием систем учета не в требуемом объеме,

сезонными изменениями температуры, влажности, неоптимальным сроком поверки счетчиков, их установкой, организацией снятия показаний и т.д.;

коммерческую составляющую, определяемую наличием потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию не по счетчику (например, по установленной мощности), неодновременной оплатой за энергию, отсутствием счетчиков в требуемом количестве и отсюда – не фиксацией потребленной электроэнергии каждым потребителем в сетях 6-10 кВ, практически полным отсутствием счетчиков реактивной энергии, хищениями электроэнергии и т.п.

Исходя из вышесказанного, введем понятие детальной структуры потерь электроэнергии.

Детальная структура потерь электроэнергии – представление отчетных потерь в виде составляющих, объединенных общим признаком:

одинаковым номинальным напряжением,

типом оборудования,

характером изменения во времени (отдельно по каждой составляющей потерь),

обусловленности (нагрузочные, холостого хода, зависящие от климатических условий),

структурным подразделением или структурной единицей.

Детальная структура технологических потерь электроэнергии приведена на рис. 2.1.

Условно-постоянные потери электроэнергии включают в себя:

- потери в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- потери в стали шунтирующих реакторов;
- потери на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше;
- потери в батареях конденсаторов (БСК) и статических тиристорных компенсаторах (СТК);
- потери в синхронных компенсаторах (СК);
- потери в ограничителях перенапряжения и вентильных разрядниках;
- потери электроэнергии в счетчиках непосредственного включения;

- потери в измерительных трансформаторах тока и напряжения;
- потери в изоляции кабельных линий;
- потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- потери в соединительных проводах и сборных шинах подстанций;
- расход электроэнергии на плавку гололеда;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций с учетом потерь в стали и меди трансформаторов собственных нужд при несовпадении учета с границей балансовой принадлежности.

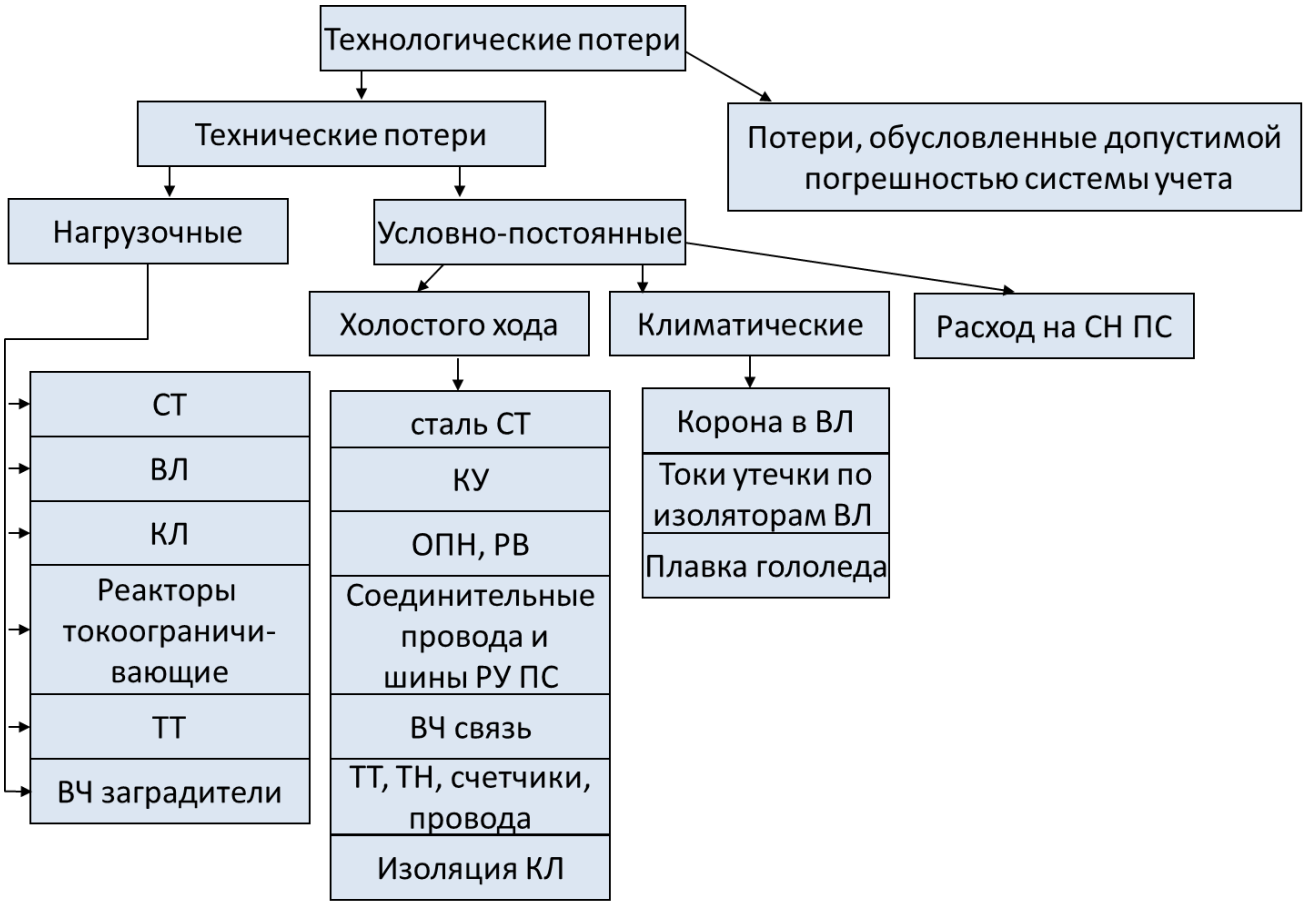


Рис. 2.1. Детальная структура технологических потерь электроэнергии

В соответствии с [12, 14] структурные составляющие коммерческих потерь электроэнергии объединяются в четыре группы:

1) Коммерческие потери, обусловленные погрешностями измерений отпущенной и полезно отпущенной электроэнергии потребителям.

2) Коммерческие потери, обусловленные занижением отпуска электроэнергии потребителям из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии.

3) Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию.

4) Коммерческие потери электроэнергии, обусловленные погрешностями расчета технических потерь электроэнергии.

Однако условия эксплуатации показали, что эти группы целесообразно дополнить и детализировать при переходе на концепцию управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных сетях.

Коммерческие потери, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям, включают в себя погрешности измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса (ИК) и дополнительные погрешности измерений электроэнергии, возникающие в реальных условиях эксплуатации ИК. Вторые обусловлены:

заниженным относительно нормативного коэффициентом мощности нагрузки (дополнительной угловой погрешностью);

влиянием на счетчик электроэнергии (СЭ) магнитных и электромагнитных полей различной частоты;

недогрузкой и перегрузкой ТТ, ТН и СЭ;

низким качеством электроэнергии;

работой СЭ в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкой температурой и т.п.;

недостаточной чувствительностью СЭ при их малых нагрузках, особенно в ночные часы.

Детальная структура коммерческих потерь электроэнергии приведена на рис. 2.2.

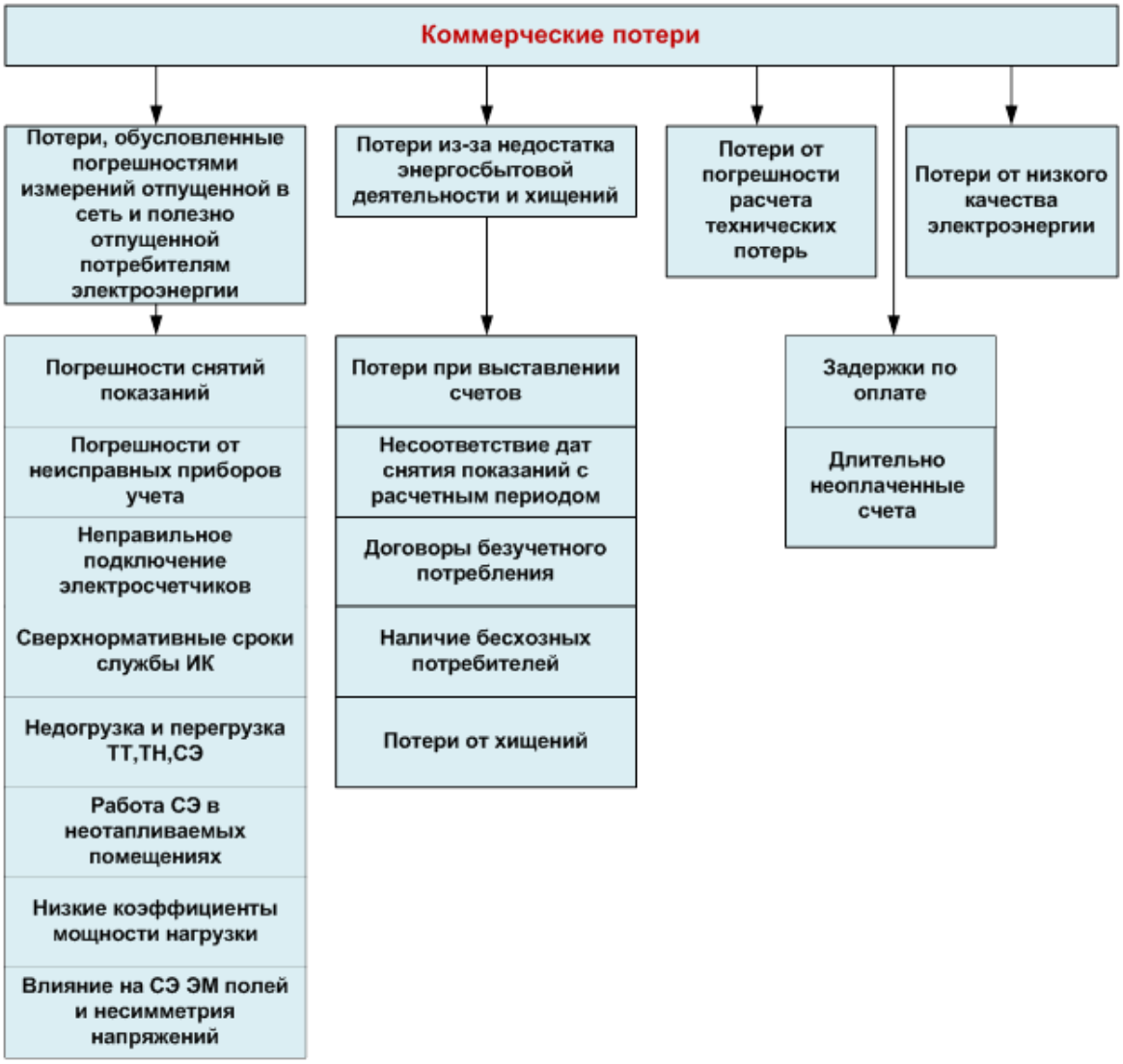


Рис. 2.2. Детальная структура коммерческих потерь электроэнергии

2.3. Методика структурного анализа потерь электроэнергии

Анализ потерь электроэнергии в электрических сетях проводится после их расчета с целью:

- оценки приемлемости уровня потерь с экономической точки зрения,
- выявления причин превышения допустимых небалансов электроэнергии на объекте в целом и в его частях,
- выявления территориальных зон, групп элементов и отдельных элементов с повышенными потерями (очагов повышенных потерь),

- определения количественного влияния на отчетные потери и их структурные составляющие параметров, характеризующих режимы передачи электроэнергии.
- определения количественного влияния на потери конфигурации и параметров схемы сети.

Согласно теории систем одним из видов анализа является структурный анализ.

Структурный анализ потерь электроэнергии в электрических сетях полагает их исследование в динамике:

- по классам напряжения;

- по видам составляющих потерь электроэнергии;

- по типам потребителей электроэнергии и их процентному содержанию в электропотреблении;

- по видам оборудования;

- по зависимости от отпуска электроэнергии в сеть;

-по загрузке элементов сети;

- по зависимости от пропуска электроэнергии через элемент, участок сети (отдельно для каждого вида потерь);

- по качеству информационных потоков;

- по временным интервалам.

При структурном анализе осуществляется:

- Сопоставление динамики плотности распределения коэффициентов загрузки силовых трансформаторов и плотности распределения потерь электроэнергии в них;
- Сопоставление динамики плотности распределения потерь электроэнергии в элементах сети и в сети в целом и пропуска через них электрической энергии;

- Сопоставление динамики плотности распределения условно-постоянных потерь и уровней напряжения в сети;
- Сопоставление динамики технических и метрологических потерь, в т. ч. отдельно нагрузочных и условно-постоянных потерь.

Под расчетом структуры потерь электроэнергии понимается определение численных значений составляющих потерь и характеристик их достоверности.

Комплексный анализ потерь электроэнергии в электрических сетях проводится в следующем порядке:

- Исследование динамики реализации электрической энергии с разделением ее на отпуск электроэнергии в сеть и отпуск потребителям;
- Сопоставление динамики отчетных и технологических потерь с динамикой отпуска электроэнергии в сеть;
- Детальная структура потерь в динамике;
- Исследование динамики всех составляющих нагрузочных и условно-постоянных потерь;
- Оценка доли потерь на собственные нужды;
- Анализ коммерческих и метрологических потерь;
- Сопоставление с относительными потерями в других регионах РФ и в других странах;
- Выявление «очагов» повышенных потерь.

Детальный анализ потерь электроэнергии в конкретной электрической сети позволит выбрать оптимальный инструментарий по их снижению и прогнозированию и получить наибольшую прибыль в условиях эксплуатации, т.е. эффективно управлять их уровнем.

Необходимо отметить, что пилотных проектов активно-адаптивных сетей пока нет, поэтому методику структурного анализа потерь рассмотрим на примере действующих сетей, ее сущность от этого не изменится, а наглядность будет выше.

Комплексный структурный анализ потерь электроэнергии начинается с анализа динамики отпуска электроэнергии в сеть и из сети и в сопоставлении с ними уровня потерь электроэнергии. В качестве примера на рис. 2.3 – 2.5 показан такой анализ по одному из сетевых РЭС.

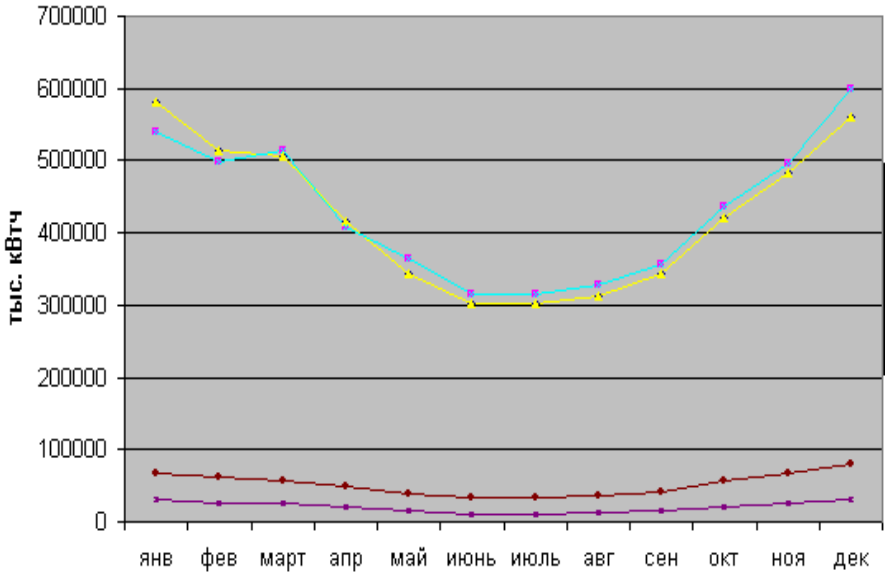


Рис. 2.3. Отпуск электроэнергии в сеть

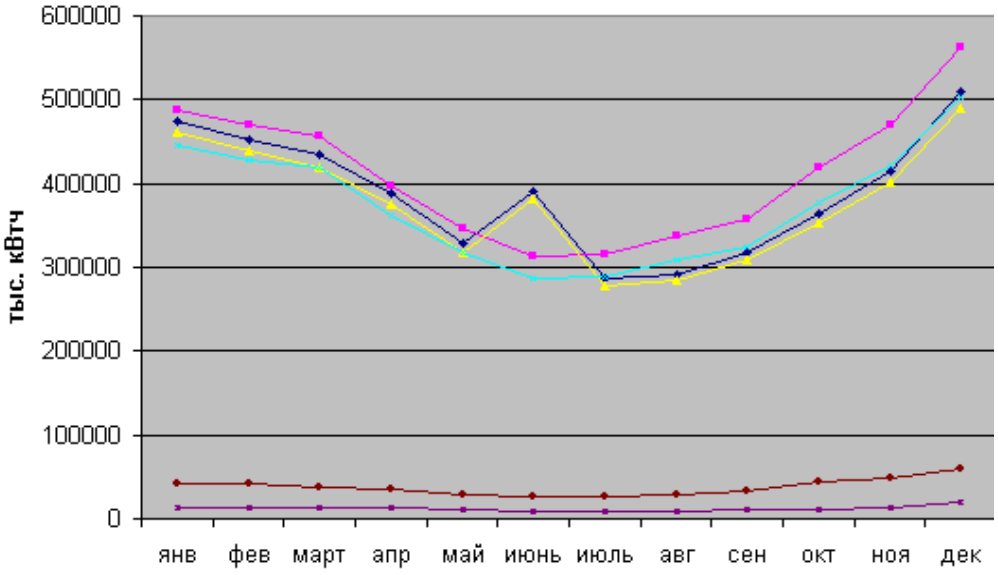


Рис. 2.4. Отпуск электроэнергии из сети

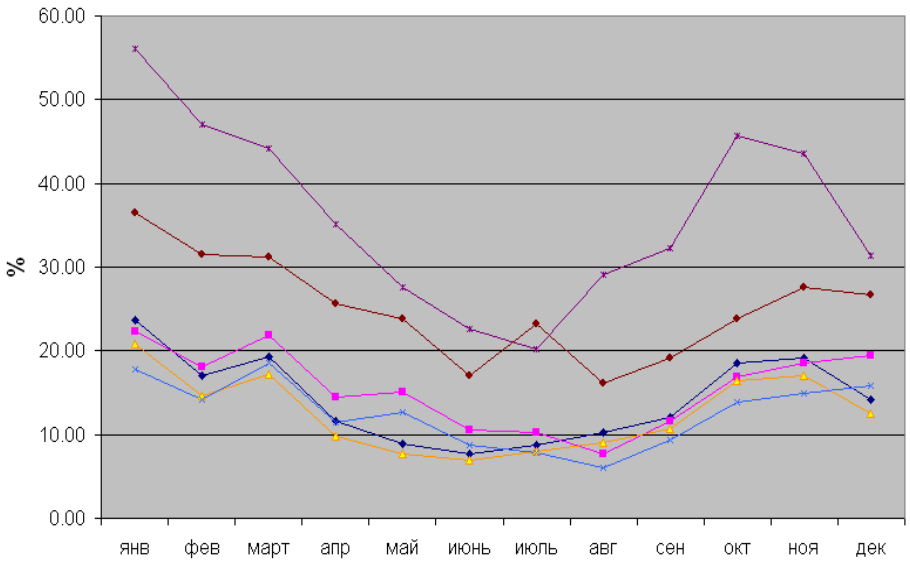


Рис. 2.5. Динамика относительных потерь электрической энергии в РЭС

Далее анализируется структура фактических потерь электроэнергии в сетях (пример на рис. 2.6). Выделяются сетевые районы, в которых величина потерь электроэнергии недопустимо большая и дальнейший анализ потерь проводится по ним.

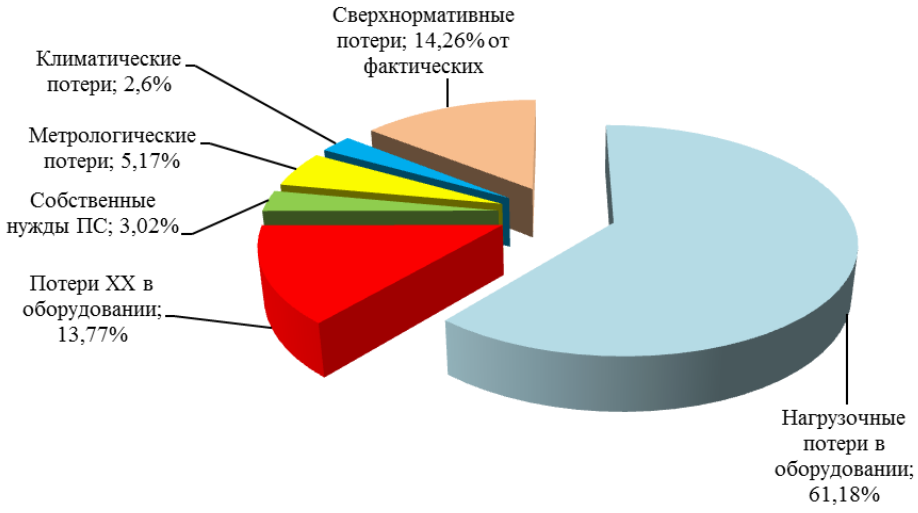


Рис. 2.6. Структура фактических потерь электроэнергии

Затем проводится анализ технических потерь электроэнергии по уровням напряжения (пример на рис. 2.7).

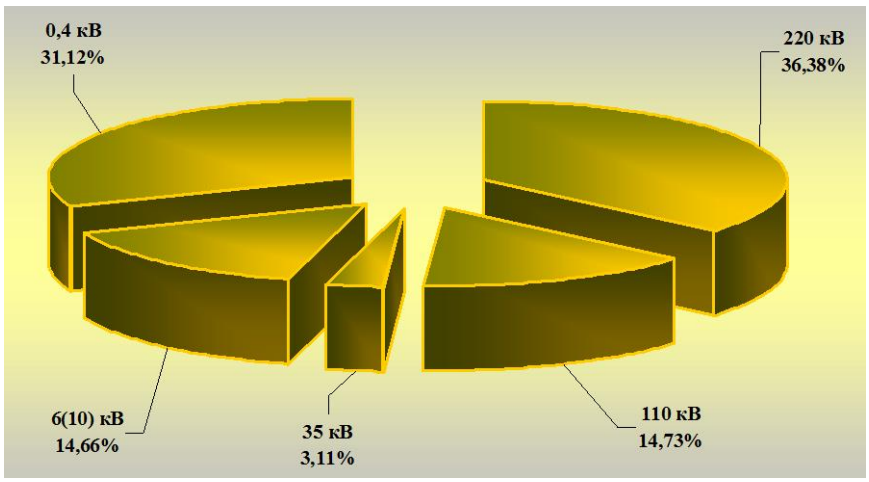


Рис. 2.7. Структура технических потерь по уровням напряжения

Для каждого уровня напряжения также анализируются технические потери (пример на рис. 2.8).

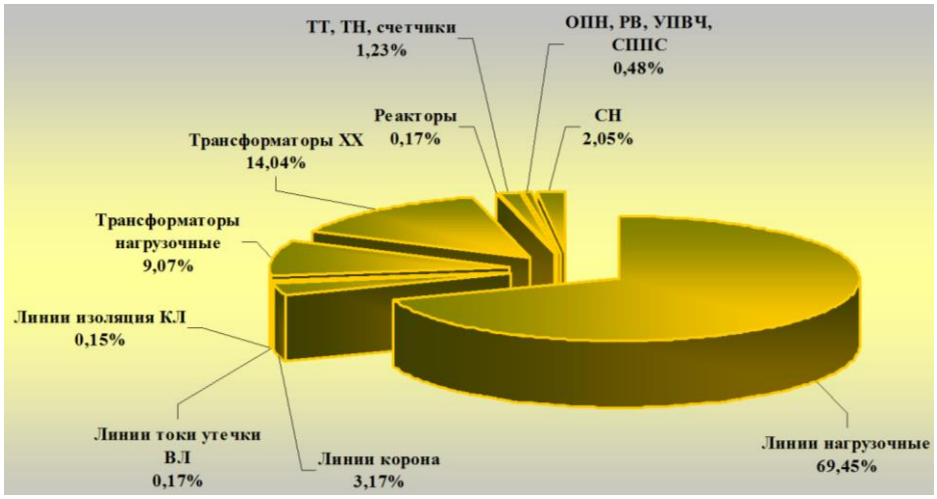


Рис. 2.8. Структура технических потерь

Далее анализируются структура нормативных технологических потерь (рис. 2.9), нагрузочных (рис. 2.10) и условно-постоянных (рис. 2.11) потерь в сетях.

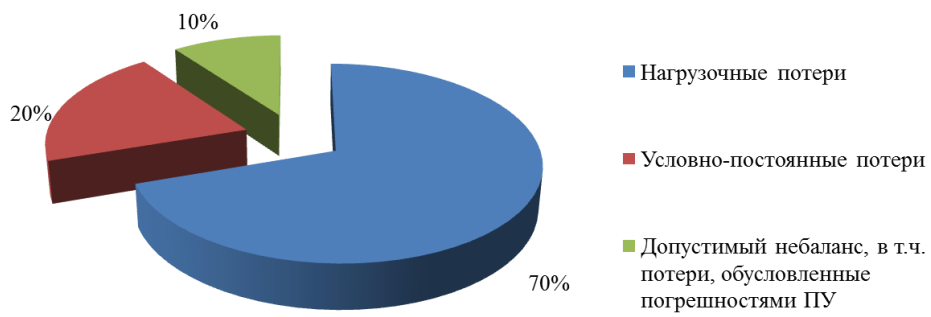


Рис. 2.9. Структура нормативных технологических потерь

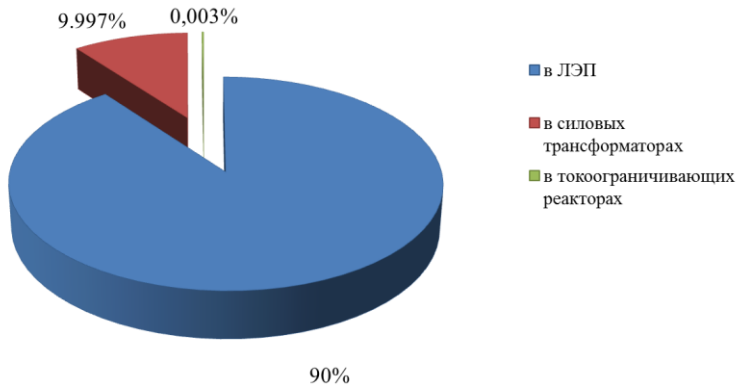


Рис. 2.10. Структура нагрузочных потерь электроэнергии

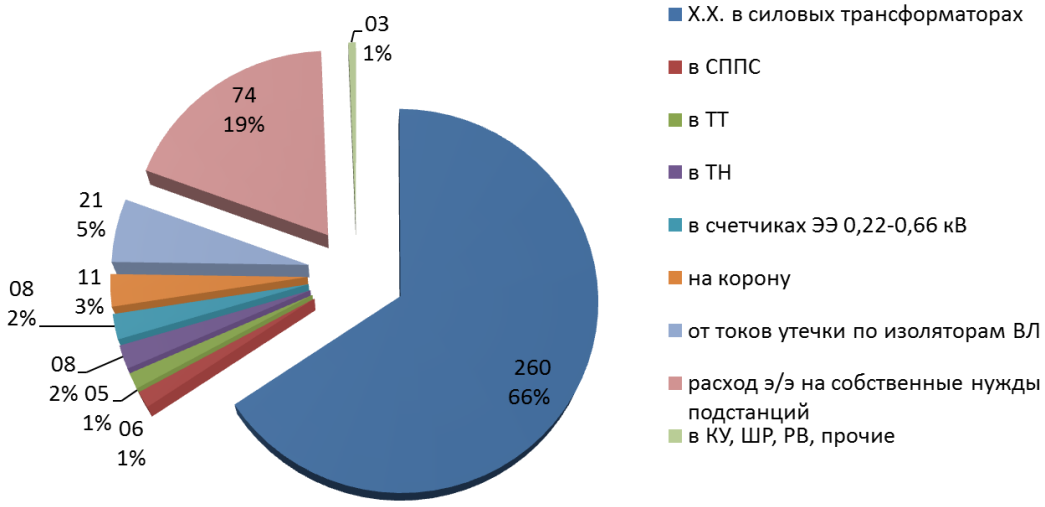


Рис. 2.11. Структура условно-постоянных потерь электроэнергии

Анализ структуры потерь по отношению к отпуску электроэнергии в динамике позволяет определить тренд изменения потерь – в сторону увеличения или уменьшения. Пример такого анализа приведен на рис. 2.12.

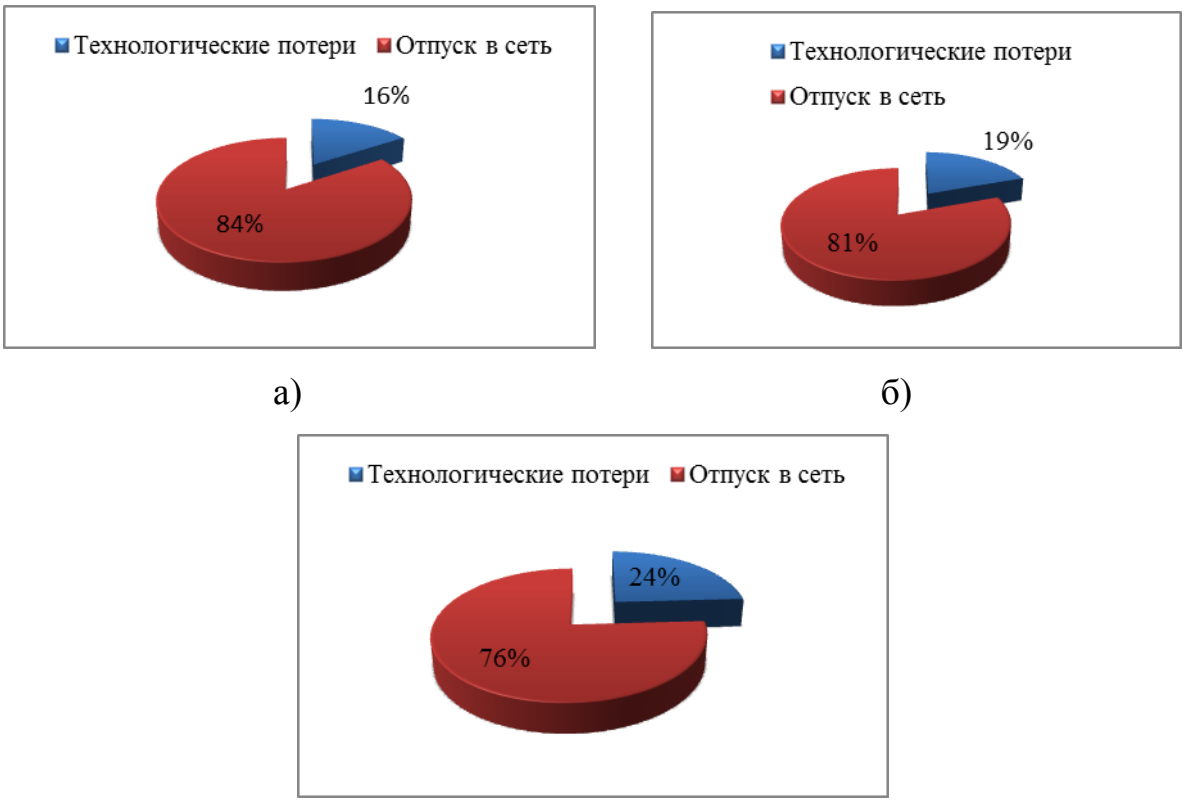
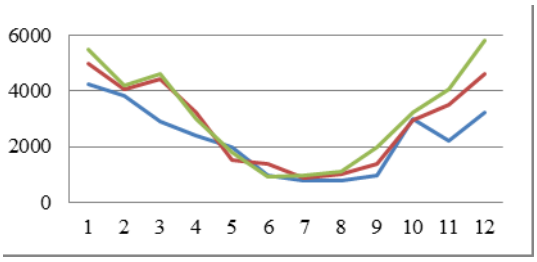
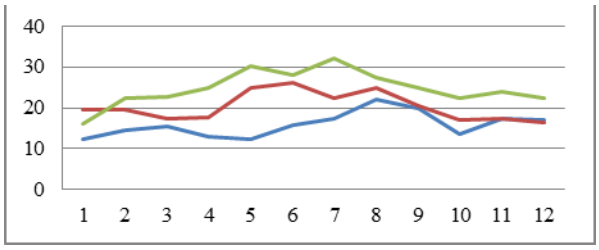


Рис. 2.12. Соотношение технологических потерь и отпуска электроэнергии в сеть в динамике: а) год перед предыдущим; б) предыдущий год; в) текущий год.

Соотношение роста фактических потерь с ростом технологических потерь позволит сделать вывод о снижении или увеличении доли коммерческих потерь. Например, при общей тенденции к увеличению электропотребления в трехлетний период на 14% наблюдается рост технологических потерь в сети на 8 % при росте фактических потерь за тот же период на 26,5 %, что говорит об увеличении доли коммерческих потерь.

Анализ динамики технологических потерь по месяцам года по сравнению с отпуском электроэнергии позволяет выявлять метрологическую составляющую потерь электроэнергии. Пример приведен на рис. 2.13.





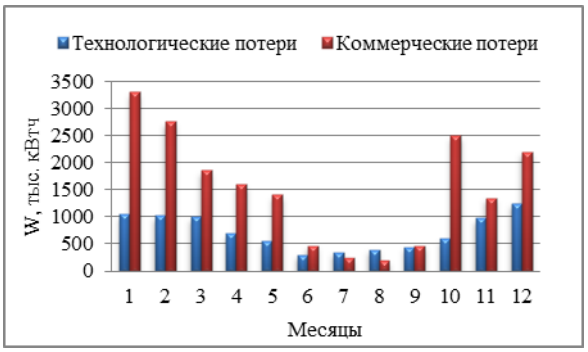
а) б)

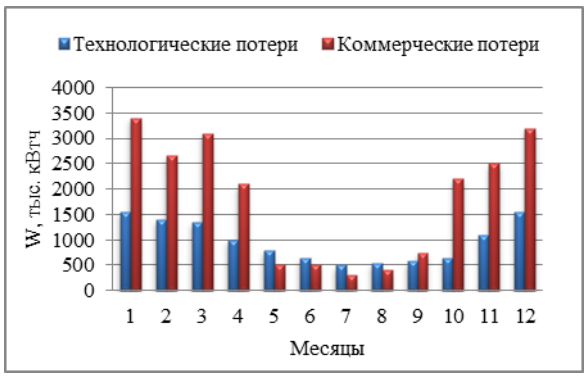
Рис. 2.13. Соотношение потерь в сети по годам:

а) фактические потери (тыс. кВт·ч); б) технологические потери, %

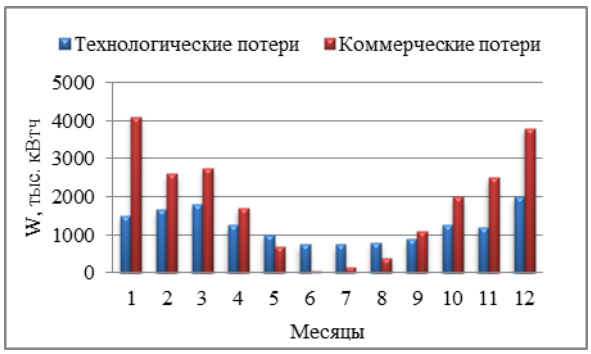
В рассматриваемом примере при снижении электропотребления в летние месяцы происходит характерное снижение фактических потерь. Из рис. 2.13 видно, что рост технологических потерь в те же месяцы говорит об увеличении метрологической составляющей потерь.

Анализ соотношения технологических и коммерческих потерь по месяцам позволяет в ряде случаев определять природу коммерческих потерь. Например, на рисунке 2.14 показано разделение фактических потерь в сети на технологические и коммерческие в динамике за три года. Видно, что коммерческие потери изменяются в достаточно широких пределах, при этом не имеют определенной зависимости. Слабая коррелированность фактических потерь с отпуском электроэнергии в сеть вызвана коммерческими потерями, причем они имеют наибольшие значения в отопительный сезон.





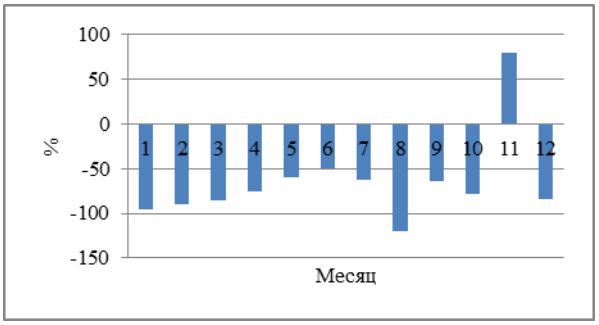
а) б)



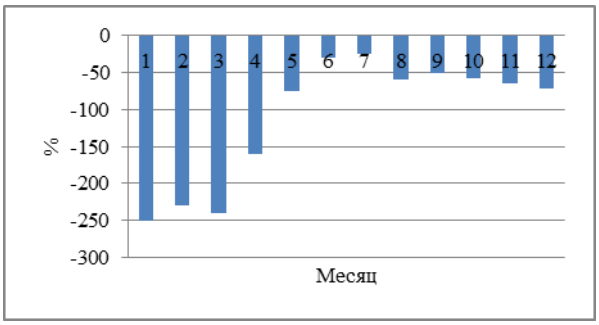
в)

Рис. 2.14. Отчетные потери с разбивкой на технологические и коммерческие в динамике по годам

При исследовании метрологической составляющей потерь электроэнергии обращают внимание на знак величины потерь, по которому можно определить наблюдается в сети недоучет или переучет. На рисунках 2.15 представлен анализ метрологических потерь по разным участкам сети. Из приведенных диаграмм видно, что наблюдается недоучет электроэнергии.



а)



б)

Рис. 2.15. Метрологические потери по участкам сети: а) - первый участок; б) – второй участок

Представляет интерес анализ сверхнормативных потерь электроэнергии по фидерам подстанций напряжением 10 кВ. В качестве примера на 2.16 показан такой анализ по секции шин 10 кВ одной из подстанций сельского назначения.

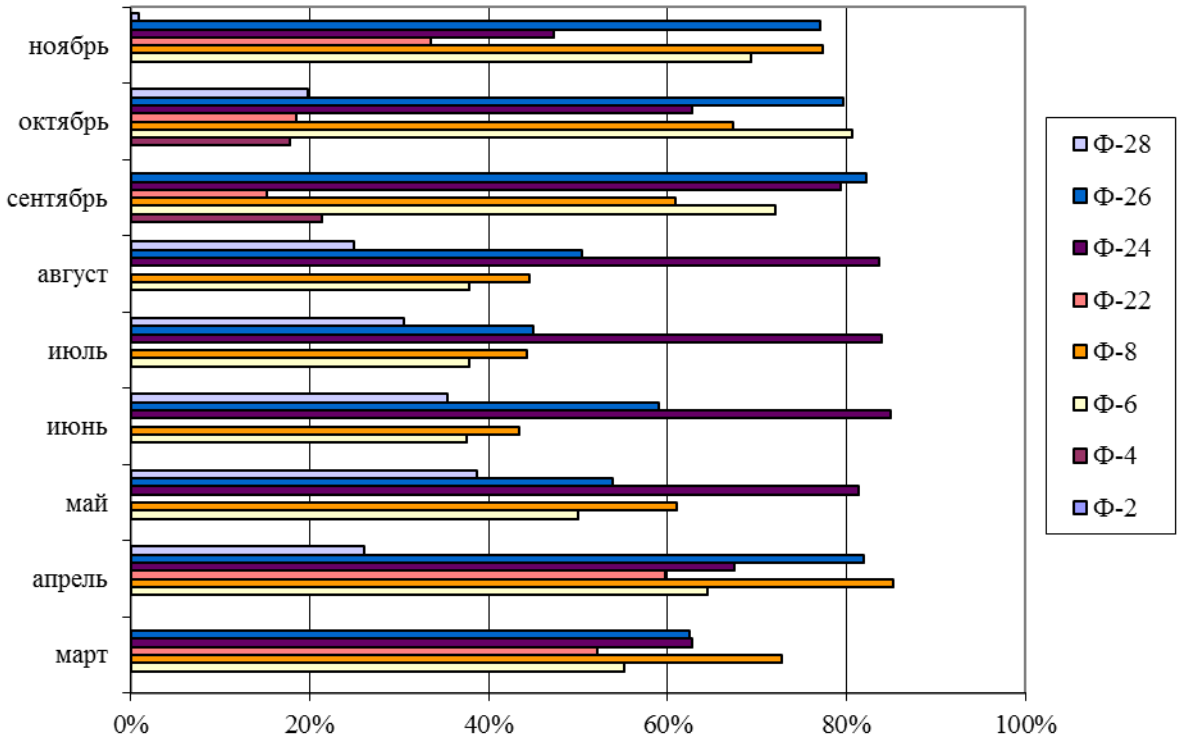


Рис. 2.16. Динамика сверхнормативных потерь по фидерам 10 кВ подстанции

Сверхнормативные потери – это потери в электросетевом хозяйстве сверх технологических (нормативных), а также коммерческие потери, обусловленные неучтенным потреблением электроэнергии. Последние особенно вызывают разногласия между сетевыми и сбытовыми организациями.

Неучтенное потребление электроэнергии классифицируется на бездоговорное (потребление в отсутствие заключенного договора энергоснабжения или купли-продажи электроэнергии) и безучетное (потребление при наличии договора, но с нарушением со стороны потребителя условий договора о порядке осуществления измерений электроэнергии). Установить факт неучтенного потребления, а также классифицировать его именно как безучетное или бездоговорное возможно лишь в ходе контрольных мероприятий. При этом соотнести выявленные факты неучтенного потребления электроэнергии с тем или иным отчетным периодом возможно без конфликтов между сетями, сбытом и потре-

бителем только при установлении почасовых приборов с хранением профиля потребления электроэнергии не менее 90 дней.

Расхождения в величине объемов услуг по передаче и в величине объемов электроэнергии на компенсацию потерь в сетях вызваны, прежде всего, спорами о величине полезного отпуска. Когда сталкиваются коммерческие интересы гарантирующего поставщика (ГП) и сетевой организации, ГП заинтересован в подтвержденной величине полезного отпуска – то есть именно в такой величине, которую признают его потребители и за которую они готовы платить. А сетевые организации, стремящиеся согласовать величину фактических потерь в размере не выше нормативных, готовы зачислить в потребление клиенту и бездоговорное потребление, и воровство, за выявлением фактов которых они должны следить.

Величина фактических потерь электроэнергии, которую сетевая организация покупает у ГП, – это разница между отпуском в сеть сетевой организации и полезным отпуском потребителям, чьи энергопринимающие устройства присоединены к электрическим сетям данной сетевой организации. Зачастую фактическая величина потерь превышает величину нормативных потерь, учтенных в составе необходимой валовой выручки сетевой организации при утверждении тарифа на услуги по передаче электроэнергии, за счет бездоговорного потребления и плохого технологического состояния электросетевого оборудования. Соответственно, признавая величину полезного отпуска со сверхнормативными потерями, сетевая организация фактически вынуждена признать свою неэффективную работу и согласиться на получение убытков от основного вида деятельности (передачи электроэнергии).

С другой стороны, непрозрачный механизм установления нормативных потерь по величине тоже вызывает вопросы и стимулирует сетевую организацию занижать величину полезного отпуска таким образом, чтобы величина фактических потерь не была существенно ниже величины нормативных потерь,

иначе это может привести к уменьшению величины нормативных потерь в следующем периоде регулирования. Эта проблема, которую нужно решать. Пути ее решения следующие: определить экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии, найти разницу между фактическими и экономически обоснованными потерями. Она и будет сверхнормативными потерями.

Переход на новую технологическую платформу искоренит рассмотренную выше проблему, но не сразу. На этапе переходного периода она толь обострится.

Комплексный анализ потерь электроэнергии позволяет не только выделять, но и систематизировать причины высоких потерь.

Высокий уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем в основном обусловлен следующими факторами:

- неоптимальными режимами работы сетей, характеризующимися большой дисперсией активной и реактивной мощностей;
- отклонением напряжения в узлах – завышенным в сетях высокого напряжения и заниженным в удаленных от центров питания точках сетей классов напряжения 35, 10, 0,4 кВ;
- недостатком регулирующих средств, отсутствием и (или) неудовлетворительной компенсацией реактивной мощности;
- неравномерностью графиков электрических нагрузок с большими пиками в часы максимума нагрузок и провалами в часы минимума;
- низкой наблюдаемостью сетей из-за недостаточного количества измерительных комплексов электроэнергии, отсутствия средств телеизмерений, неэффективного учета электроэнергии.

Возрос экономический ущерб энергоснабжающих организаций из-за низкого технического уровня системы учета электроэнергии, ее физического и морального износа, несоответствия современным требованиям.

Увеличились потери на собственные нужды подстанций, потери в элементах измерительных комплексов, в реакторах, генераторах и синхронных компенсаторах.

Аналогично можно выделить основные причины сверхнормативных потерь электроэнергии:

- ✓ Износ оборудования;
- ✓ Недостаточность систем учета электроэнергии;
- ✓ Работа измерительных комплексов и систем не в классе точности;
- ✓ Искажение качества электроэнергии;
- ✓ Потоки избыточной реактивной мощности;
- ✓ Неоптимальные уровни напряжения;
- ✓ Неоптимальные схемы сети;
- ✓ Несанкционированный отбор мощности;
- ✓ Неполнофазные режимы работы линий;
- ✓ Аварийные переключения в электрической сети.

Как видно из приведенного анализа, причины практически одни и те же.

Итак, структурный анализ потерь электроэнергии позволяет выявлять сверхнормативные потери электроэнергии и очаги повышенных потерь (рис. 2.17). Этот этап очень важен для выбора очагов повышенных потерь, а затем и вида управляющих воздействий, которые систематизируются в программе снижения потерь, а затем прорабатываются и детализируются.

Рис. 2.17. Выявление очагов повышенных потерь

3. УПРАВЛЕНИЕ УРОВНЕМ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ПУТЕМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

3.1. Выбор вида управляющего воздействия, направленного на снижение потерь электроэнергии

В качестве видов управляющих воздействий могут быть приняты мероприятия по снижению потерь электроэнергии. Выбор вида управляющего воздействий показан на примере компенсации реактивной мощности, как наиболее эффективного средства, влияющего на уровень потерь электроэнергии в сети.

Проблема компенсации реактивной мощности (КРМ), как правило, рассматривается в контексте с проблемой обеспечения оптимального уровня потерь в электрических сетях, т.к. является одним из наиболее мощных инструментов по снижению потерь электроэнергии. В то же время ее можно рассматривать более широко, увязывая и с вопросами устойчивости и надежности электроэнергетических систем, что важно при реализации комплексного подхода при разработке принципов адаптивного управления электрическими сетями.

В последние годы в условиях роста производства и развития инфраструктуры как в городах, так и сельской местности имеет место существенное увеличение потребления реактивной мощности. Потребители в основном используют активно-индуктивные нагрузки. Это асинхронные двигатели, выпрямительные установки, сварка, электротехнологические установки и т.п. Наибольшее распространение в промышленности, коммунальном и сельском хозяйстве получили асинхронные двигатели (около 70% всех потребителей), естественный коэффициент мощности которых варьируется в пределах от 0,75 до 0,85 в зависимости от их технологического назначения. В целом интервальная оценка коэффициента мощности следующая [42]:

промышленные потребители 0,65 – 0,9;

коммунально-бытовые потребители 0,8 ÷ 0,92;

сельскохозяйственное производство 0,8 ÷ 0,85.

Т.о., работа большинства электроприемников сопровождается потреблением из сети не только активной, но и реактивной мощности.

В течение длительного времени взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части реактивной мощности регулировались скидками и надбавками к тарифам на электроэнергию, и потребители участвовали в КРМ, регулировании напряжения в узлах сети. Однако, после отмены в 2001 году «Правил пользования электрической и тепловой энергии» у потребителей снизился экономический стимул участвовать в поддержании коэффициента реактивной мощности и компенсации реактивной мощности. Это привело к ряду негативных последствий:

- потребители стали работать с естественным коэффициентом мощности, т.е. стали больше потреблять из сети реактивной мощности;

- доля реактивной мощности, протекающей по линиям электропередачи, варьируется в пределах 20 – 80% от активной, в ряде случаев существенно превышает активную (до 10 раз);

- возросли потоки реактивной мощности в системообразующих и питающих сетях, что привело к околопредельным режимам по статической устойчивости в некоторых энергосистемах;

- возникла проблема поддержания требуемого ПУЭ и ГОСТ 32144-2013 уровня напряжения на шинах центров питания;

- нарушился баланс реактивной мощности в энергосистемах, что привело к возникновению дефицита реактивной мощности в узлах нагрузки, и как следствие, к снижению напряжения на шинах 6-10 кВ центров питания, а также к повышению напряжения на шинах 220 кВ за счет нескомпенсированной зарядной мощности;

-существенно выросли технические потери мощности и энергии;

- уменьшился запас статической устойчивости нагрузки по напряжению;

- произошло ограничение пропускной способности линий электропередачи и трансформаторов по активной мощности за счет загрузки их реактивной мощностью, передаваемой от источников питания к потребителям.

В результате резко снизилась надежность электроснабжения и экономичность работы электроэнергетической системы.

Т.о., проблема оптимальной КРМ в настоящее время является неотъемлемой составляющей комплекса научно-технических проблем электроэнергетики, на решение которой направлены технологии активно-адаптивных электрических сетей.

В учебном пособии компенсация реактивной мощности (КРМ) рассматривается как средство управления уровнем потерь электроэнергии, направленного на снижение эксплуатационных издержек и исключение сверхнормативных потерь электроэнергии в распределительных сетях.

На современном этапе развития электроэнергетики необходимо обеспечить оптимальные перетоки реактивной мощности в сетях распределительных сетевых компаний, т.к. снижение степени участия потребителей в регулировании режима работы энергосистем по реактивной мощности привело к следующим проблемам, помимо указанных выше:

- невозможности увеличения в требуемом объеме присоединенной мощности потребителей, расширяющих производство и наращивающих производственные мощности;

- отказу в присоединении к сетям новых потребителей.

Компенсация реактивной мощности является самым эффективным средством повышения технико-экономических показателей распределительных сетевых компаний, уменьшая все виды технологических и частично метрологических потерь электроэнергии и капиталовложения на сетевые объекты. Как подтверждает мировой опыт, КРМ позволяет комплексно решать задачи энергосбережения, обеспечения нормированных показателей качества электроэнергии

(ПКЭ), повышения уровня надежности. При решении задачи КРМ необходимо учитывать влияние новых экономических отношений в условиях рынка.

При рыночной экономике критерием поведения каждого участника рыночной системы, прежде всего, являются собственные эгоистические интересы. В условиях коммерциализации деятельности энергетических компаний необходима разработка новых подходов при решении задач КРМ, в наибольшей степени адаптированных к этим условиям.

Проблема КРМ – ярко выраженная системная проблема, предусматривающая охват расчетом всех сетевых уровней распределительных сетевых компаний, учитывая особенности графиков электрических нагрузок потребителей, и взаимосвязь процессов компенсации с целым рядом смежных проблем: регулированием напряжения, повышением качества электроэнергии, надежностью работы электрических сетей энергосистемы в целом.

Наиболее эффективным способом ее решения в сетевых компаниях является установка компенсирующих устройств (КУ) у потребителей. В этом случае не только возможно существование оптимальных режимов работы электроэнергетических систем за счет обеспечения баланса реактивной мощности как по системе в целом, так и по узлам нагрузки, но и существенное снижение технологических потерь электроэнергии в сетях всех уровней напряжения, в том числе и потребителей, а также снижение дополнительных капитальных вложений на сооружение новых сетевых объектов и реконструкцию существующих, снижение эксплуатационных издержек.

В современных условиях взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей не предусматривают, как ранее, использование разрешенной (нормированной) реактивной мощности, обеспечивающей экономически оправданную величину ее перетоков на границе балансовой принадлежности сетей и потребителя. В связи с этим потребителя нужно заинтересовать в участии в компенсации реактивной мощности путем установки КУ в своих сетях. Это один из аспектов системного подхода к проблеме КРМ.

3.2. Технико-экономическая целесообразность компенсации реактивной мощности в сетях потребителей

Реактивную мощность и энергию можно передавать по электрической сети от генераторов электрических станций (путь 1 на рис. 3.1), а можно вырабатывать непосредственно в сети потребителя (путь 2 на рис. 3.1) с помощью компенсирующих устройств. Практика такого решения широко распространена во всем мире и является компенсацией реактивной мощности. Возможен третий вариант, когда часть требуемой потребителю реактивной мощности передается по сети от генераторов электрических станций, а часть вырабатывается компенсирующими устройствами, установленными в сетях потребителя.

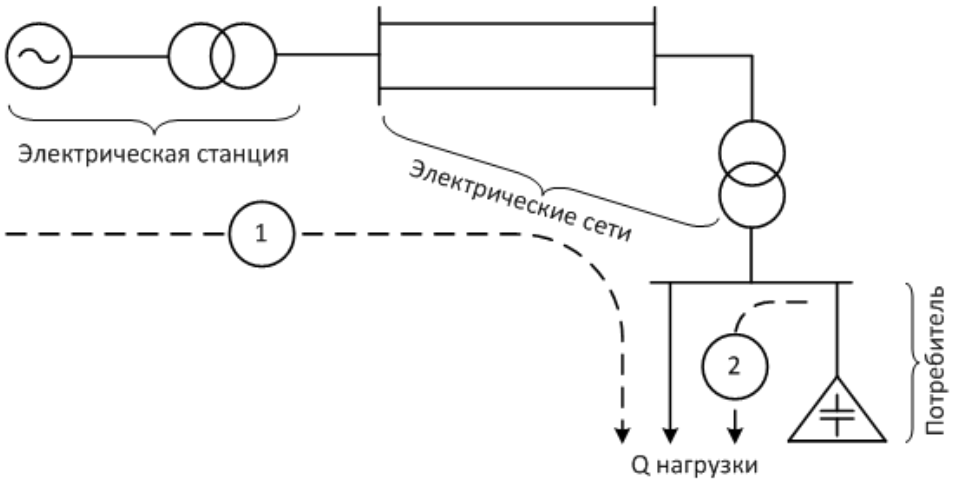


Рис. 3.1. Получение реактивной мощности, необходимой потребителю

Процессы, происходящие при передаче всей требуемой реактивной мощности по сети потребителям, показаны на рис. 3.2.

Как видно из рис. 3.2, передача всей реактивной мощности по сети от электростанций к потребителям не выгодна как энергоснабжающим организациям (ЭСО), так и потребителям.

При определении необходимой степени компенсации реактивной мощности учитывают два аспекта: технический и экономический.

Технический аспект в итоге определяет надежность электроснабжения, экономический – прибыль от установки компенсирующих устройств.

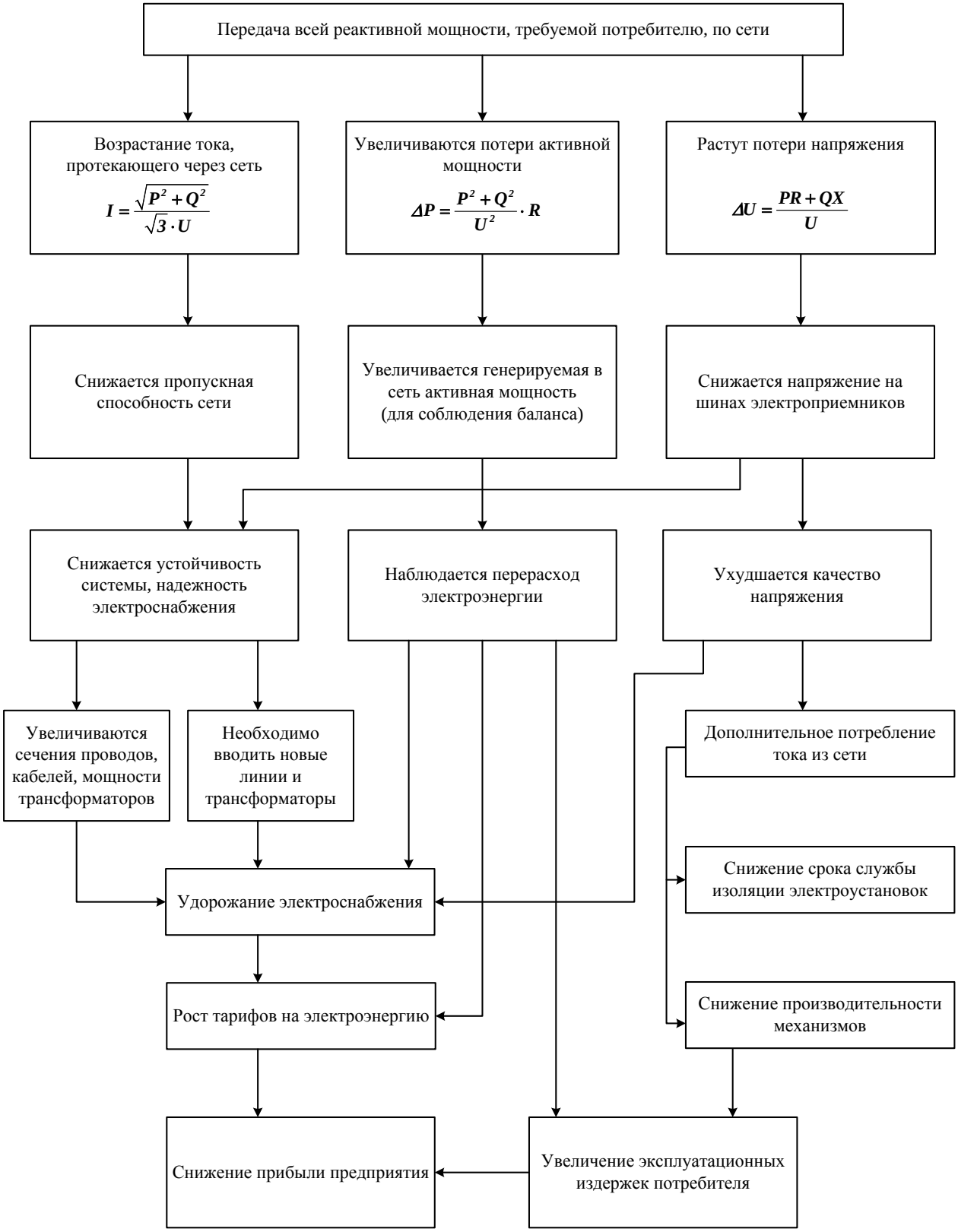


Рис. 3.2. Процессы, происходящие при передаче всей реактивной мощности, требуемой потребителю, по сети

Известно, что потери в сетях энергоснабжающих организаций (ЭСО) включаются в тарифы на электроэнергию. Отсутствие экономического механизма нормализации потребления реактивной мощности приводит к равной оплате каждым потребителем общих потерь, обусловленных потреблением реактивной мощности своими электроустановками, тогда как доля, вносимая каждым потребителем в их величину, не одинакова.

Кроме того, тариф на электроэнергию возрастает в гораздо большей степени, чем затраты на компенсацию повышенного потребления реактивной мощности из сети. Необходимо определять для каждого потребителя экономически выгодную степень компенсации реактивной мощности, т.е. его участие в компенсации реактивной мощности по сетям ЭСО.

Возможны два подхода к такой оценке.

Первый заключается в определении дополнительных затрат на передачу реактивной мощности по сети без компенсации реактивной мощности и сроков окупаемости компенсирующих устройств, например конденсаторных установок.

Второй – в расчете понижающих (повышающих) коэффициентов к тарифам, на основании которых делается вывод о целесообразности компенсации реактивной мощности.

Рассмотрим первый подход.

Дополнительные потери активной мощности в электрической сети при передаче дополнительной, т.е. не скомпенсированной реактивной мощности можно определить следующим образом:

$$\Delta P = \frac{(Q_1+Q)^2 r_1 + (Q_2+Q)^2 r_2 + \ldots + (Q_n+Q)^2 r_n}{U_{í}^2} - \frac{Q^2{}_1 r_1 + Q^2{}_2 r_2 + \ldots + Q^2{}_n r_n}{U_{í}^2}$$

или

$$\Delta P = \frac{2\sum_{i=1}^{n} Q_i r_i}{U_{í}^2} Q + \frac{\sum_{i=1}^{n} r_n}{U_{í}^2} Q^2, \qquad (3.1)$$

где Q_i – реактивная мощность, передаваемая по i-тому элементу сети от источника питания до электроустановок потребителя, при компенсации реактивной мощности;

Q - дополнительная реактивная мощность, передаваемая от электрических станций потребителям по сети, обусловленная отсутствием компенсации реактивной мощности;

r_i - активное сопротивление i-того элемента сети;

U_i - номинальное напряжение сети.

Затраты на передачу реактивной мощности по сети составляют

$$З = З_0 + C_0 \Delta PT, \tag{3.2}$$

где $З_0$ – постоянная составляющая затрат, обусловленная необходимостью увеличивать пропускную способность сети из-за передачи реактивной мощности;

C_0 - стоимость технологического расхода при передаче 1 кВт·ч электроэнергии по сети: для сетевых компаний – стоимость потерь электроэнергии, для потребителей – тариф на электроэнергию;

T - год, выраженный в часах, т.е. Т=8760 ч.

Срок окупаемости компенсирующих устройств (конденсаторных установок, например):

$$T_{ок} = \frac{Ц_{КУ}}{З - C_o \Delta P_{УД} Q_{КУ} T}$$

или (3.3)

$$T_{ок} = \frac{Ц_{КУ}}{З_o + C_o \left(\Delta P - \Delta P_{УД} Q_{КУ} \right) T},$$

где $Ц_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, руб.;

$P_{УД}$ - удельные потери активной мощности в КУ на генерацию 1 квар реактивной мощности, кВт/квар;

$Q_{КУ}$ - мощность компенсирующих устройств, квар.

После истечения срока окупаемости КУ начнет приносить прибыль.

Рассмотрим пример.

Трансформаторная подстанция коммунального предприятия присоединена к сети 10 кВ, приведенной на рис. 3.3, в точке 5. Сечение кабельной линии, питающей данную подстанцию составляет 50 мм^2. Определить величину затрат на передачу по сети коммунальному предприятию дополнительной реактивной мощности 150 квар и целесообразность ее компенсации в сети 0,4 кВ рассматриваемого предприятия. Стоимость потерь электроэнергии составляет 1,14 руб./кВт·ч. Одноставочный тариф для диапазона напряжения СН II равен 2,5 руб./кВт ·ч.

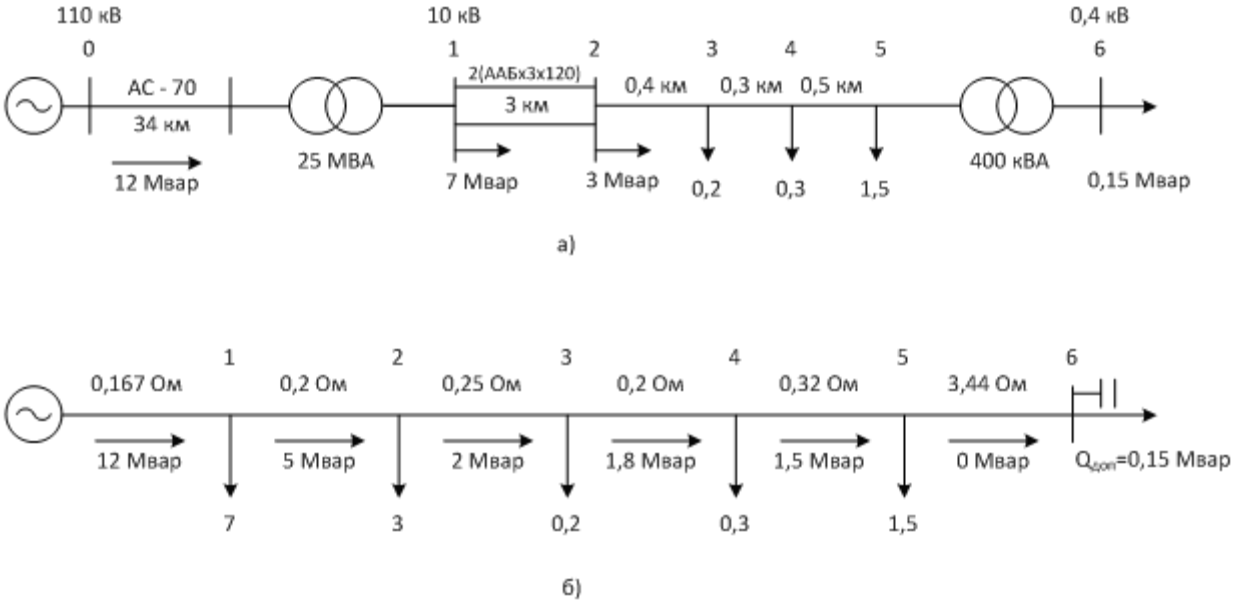


Рис. 3.3. Схема электроснабжения коммунального предприятия *(а)* и ее расчетная схема *(б)*

В расчетной схеме сверху показаны активные сопротивления элементов, снизу – потоки реактивной мощности.

Дополнительные потери активной мощности при передаче по сети дополнительной реактивной мощности, обусловленной отсутствием компенсации реактивной мощности, равны

$$\Delta P = \frac{2\sum_{i=1}^{n} Q_i r_i}{U_н^2} Q_{доп} + \frac{\sum_{i=1}^{n} r_i}{U_н^2} Q_{доп}{}^2 =$$

$$= \frac{2(12 \cdot 0{,}167 + 5 \cdot 0{,}2 + 2 \cdot 0{,}25 + 1{,}8 \cdot 0{,}2 + 1{,}5 \cdot 0{,}32 + 0 \cdot 3{,}44)}{10^2} 0{,}15 +$$

$$+ \frac{0{,}167 + 0{,}2 + 0{,}25 + 0{,}2 + 0{,}32 + 3{,}44}{10^2} 0{,}15^2 = 0{,}01406 \ МВт = 14{,}06 \ кВт.$$

Определяем величину затрат на передачу дополнительной реактивной мощности по сети в течение года, учитывая тот факт, что не требуется увеличивать пропускную способность сети системы из-за передачи реактивной мощности такому небольшому потребителю:

$$З = C_0 \Delta PT = 1{,}14 \cdot 14{,}06 \cdot 8760 = 140408{,}78 \ руб\ в\ год.$$

Стоимость конденсаторной установки мощностью 150 квар составляет 54339 руб. (фирма Матик-Электро) или 49868,7 руб. (фирма Промэлектроавтоматика).

Срок окупаемости КУ составит

$$T_{ок} = \frac{Ц_{КУ}}{C_o\left(\Delta P - \Delta P_{уд} Q_{КУ}\right)T} = \frac{54339}{1{,}14(14{,}06 - 0{,}004 \cdot 150)8760} = 0{,}404 \ года.$$

Таким образом, срок окупаемости такой конденсаторной установки составит 5 месяцев.

Рассмотрим экономическую выгоду для потребителя установки КУ на своих шинах 0,4 кВ.

Дополнительные потери активной мощности только при передаче дополнительной реактивной мощности равной 150 квар через силовой трансформатор 400 кВА, установленный в сети предприятия, составят

$$\Delta P = \frac{2Q_i r_i}{U_н^2} Q_{доп} + \frac{r_i}{U_н^2} Q^2{}_{доп} = \frac{2 \cdot 0.15 \cdot 3.44}{10^2} + \frac{3.44}{10^2} \cdot 0.15 = 0.002322 = 2.322 \ кВт.$$

Стоимость дополнительных потерь активной мощности в течение года будет равна

$$З = C_0 \Delta PT = 2,5 \cdot 2,322 \cdot 8760 = 50851,8\ руб.$$

Срок окупаемости КУ только для потребителя равен

$$T_{ок} = \frac{54339}{2,5(2,322 - 0,004 \cdot 150)8760} = 1,44\ года.$$

Следовательно, через 1,44 года КУ начнет приносить потребителю прибыль, обусловленную стоимостью сэкономленной электроэнергии. При сроке службы КУ 10 лет такая прибыль примерно составит

$$50851,8(10 - 1,44) = 435291\ руб.$$

Здесь не учтены стоимость потерь в КУ и ежегодный рост тарифов на электроэнергию.

Т.о., потребителю выгодно компенсировать реактивную мощность.

3.3. Определение узлов сети для подключения активных элементов

Определение узлов сети, к которым целесообразно подключать активные элементы сети – компенсирующие устройства, для управления уровнем потерь электроэнергии целесообразно проводить с помощью технологий системного подхода.

Системный подход к определению экономически обоснованной степени компенсации реактивной мощности предусматривает, прежде всего, морфологическое, информационное и функциональное описание КРМ.

Морфологическое описание включает структурный анализ схем сетевых распределительных компаний с указанием границ отдельных подсистем, а также физико-технических особенностей на различных сетевых уровнях. Сюда же относятся различные упрощающие преобразования схем электрических сетей, т.е. методы их эквивалентирования. В дальнейшем это могут быть энергетические кластеры. Необходимо отметить, что подход останется тем же.

Морфологический анализ позволит осуществить декомпозицию сети по следующим признакам: принадлежность разным собственникам, класс номинального напряжения, качество информационных потоков, конфигурация сети. Это приведет к уменьшению размерности решаемой задачи и обеспечит гибкость модели.

Информационное описание проблемы КРМ дает, с одной стороны, представление об организации системы: сбор исходных данных, пути воздействия на систему в нужном направлении; а с другой – характеризует степень и форму неопределенности данных о системе, а значит, определяет предсказуемость ее поведения. Именно статистическая оценка наблюдаемости распределительных электрических сетей позволит правильно выбрать необходимый объем исходной информации, проанализировать его для решения проблемы оптимальной компенсации реактивной мощности.

Режимная информация представляет собой быстроизменяющуюся часть многомерного полного информационного потока, поэтому целесообразно выявить закономерность и диапазон ее возможного изменения, и оценить влияние этого изменения на оптимальную область КРМ. Под оптимальной областью КРМ понимается перечень узлов, в которых необходима установка КУ, их мощность и целесообразность ее регулирования.

Функциональное описание проблемы КРМ необходимо для выяснения всех целей оптимизации потоков реактивной мощности и уровней напряжения и способов их достижения. Оно позволит правильно выбрать математическую модель, точность которой должна соответствовать полноте и точности исходной информации, т.е. степени ее неопределенности.

Целью функционального описания проблемы КРМ является определение степени полноты и достоверности информационных потоков, при которых обеспечивается оптимальная область компенсации реактивной мощности.

Для определения узлов, в которых целесообразно устанавливать активные элементы, обеспечивающие максимальное снижение потерь электроэнергии пу-

тем компенсации реактивной мощности, необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать зависимости погрешности расчета потерь активной и реактивной мощности в электрической сети от полноты и достоверности режимной информации;
- выбрать узлы, к изменению параметров режимов которых наиболее чувствительна функция потерь электроэнергии;
- оценить влияние погрешности и полноты задания параметра режима, к которому чувствительна функция потерь электроэнергии, на оптимизацию выбора компенсирующих устройств.

Целью оптимизационной задачи КРМ является определение места установки и мощности КУ, являющихся активными элементами сети, что в итоге приведет к наибольшему снижению потерь мощности в сети при минимальных затратах, следовательно мощность КУ и будет целевой функцией КРМ. Из указанных факторов на оптимизацию большее влияние оказывает суммарная величина потерь мощности в сети в целом. Именно ее изменение при погрешности задания исходной информации определяет смещение целевой функции КРМ в неоптимальную область. Поэтому необходимо оценить влияние неполноты и недостоверности многомерного информационного потока на суммарную величину потерь мощности в сети. Порядок такой оценки следующий.

1. Расчет установившегося режима сети;
2. Декомпозиция электрической сети;
3. Определение и анализ суммарных потерь электроэнергии;
4. Структурный анализ электропотребления подстанциями участка сети.

Расчет режима сети проводится с помощью любого промышленного программно-вычислительного комплекса.

Декомпозиция заключается в разделении всей рассматриваемой схемы сети на расчётные участки – графы. При этом выделяются разомкнутые и замкнутые участки. При декомпозиции необходимо учесть направление потоков

реактивной мощности, так как КУ уменьшает подтекающий к данному узлу поток реактивной мощности.

Для линий с односторонним питанием, которые подключены к одному источнику питания, разделение целесообразно выполнять по нему. Это позволит проводить расчёт каждого магистрального или радиального участка независимо друг от друга. Сюда же относятся замкнутые сети, нормально работающие в разомкнутом режиме. Для кольцевых и сложнозамкнутых структур, работающих в замкнутом режиме, сеть делится на участки между источниками питания и точками потокораздела по реактивной мощности, полученными в результате расчёта установившегося режима.

Определение суммарных технических потерь в сети проводится при дискретном изменении погрешности задания параметров ***P*** и ***Q*** на каждой подстанции. Диапазон изменения погрешности параметров режима должен задаваться в пределах от -100%, соответствующей нулевому значению параметра, до +100%, определяемого допустимой перегрузкой трансформаторов относительно измеренных значений. Расчеты необходимо проводить отдельно по каждой ПС и по каждому параметру режима с интервалом дискретизации 20 %. Изменение погрешности задания активной и реактивной мощности следует осуществлять поочередно, с целью выявления параметра режима, к которому функция потерь мощности более чувствительна.

Технологию выбора узла для подключения активных элементов сети, обеспечивающих оптимальную компенсацию реактивной мощности, для лучшего понимания покажем на примере участка сети (рис. 3.3).

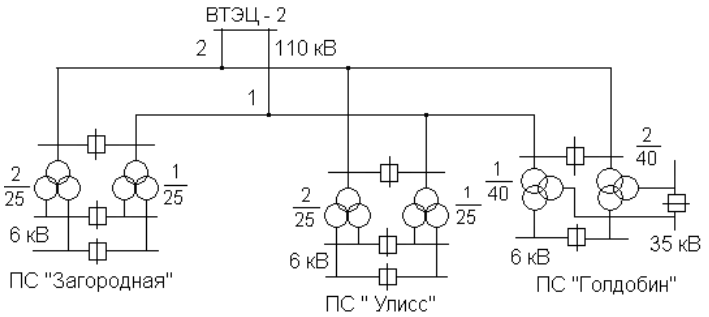


Рис. 3.3. Участок электрической сети

Рассматриваемый участок был выбран из следующих соображений: он является частью распределительных сетей 110-35 кВ и представляет разомкнутую сеть; содержит разные типы трансформаторов; охватывает три уровня напряжения. На данном участке располагаются три крупные подстанции (ПС) – ПС «Загородная», ПС «Улисс», ПС «Голдобин», получающие питание от шин 110 кВ Владивостокской ТЭЦ-2. На ПС «Загородная» и ПС «Улисс» установлены двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения номинальной мощностью 25000 кВА, на ПС «Голдобин» - трехобмоточные трансформаторы номинальной мощностью 40000 кВА.

При раздельном питании достаточно рассмотреть одну из цепей (рис. 3.4).

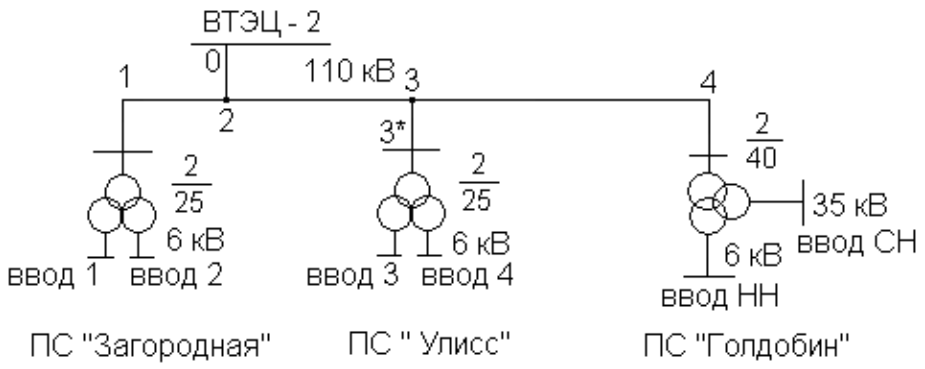


Рис. 3.4. Расчетная схема участка сети

Участок сети «ВТЭЦ-2» - ПС «Загородная» выполнен проводами марок АС-120 и АС-150 общей протяженностью 2,5 км; участок 2-3 выполнен проводом АС- 150 протяженностью - 3,75 км; участок 3-4 выполнен проводом АС-150 – 1,25 км; 3-3* – АС-150 – 0,25 км. Режимная информация по вводным присоединениям ПС приведена в таблице 3.1. Здесь активная мощность, ***P*** дана в МВт, реактивная, ***Q*** – в Мвар.

Таблица 3.1**.** Режимная информация по подстанциям

ПС «Загородная»				ПС «Улисс»				ПС «Голдобин»			
Ввод 1		Ввод 2		Ввод 3		Ввод 4		Ввод НН		Ввод СН	
P	***Q***	***P***	***Q***	***P***	***Q***	***P***	***Q***	***P***	***Q***	***P***	***Q***
3,525	1,2	4,575	1,8	5,89	2	3,41	11,2	8,78	2,1	39,9	14,4
tg φ = 0.34		tg φ = 0.39		tg φ = 0.34		tg φ = 3.28		tg φ = 0.24		tg φ = 0.36	

Для оптимальной КРМ целесообразно использовать многомерный режимный информационный поток, включающий в себя результаты измерений активной (***P***), реактивной (***Q***) мощности и напряжения (***U***) в узлах. Полнота этого информационного потока будет определяться наличием измерительных комплексов в требуемом объеме, а точность измерений, т.е. достоверность потока – выполнением балансов электроэнергии на всех уровнях напряжения, как по подстанциям, так и по сети в целом.

По данным таблицы 3.1 видно, что исследуемый участок является наблюдаемым, т.е. имеется полный достоверный поток режимной информации. Полнота обуславливается наличием всех требуемых счетчиков на вводных присоединениях подстанций. Достоверность измеренных параметров подтверждена соблюдением балансов электроэнергии как по каждой ПС, так и по участку сети в целом. Кроме того, имеется избыточная информация – показания счетчиков на головном участке сети, что также позволяет оценить достоверность информационного потока.

По результатам расчетов выявляются зависимости погрешности суммарных потерь мощности в сети от погрешности исходных данных: значений активных и реактивных мощностей на различных вводах ПС. Для того чтобы рассмотреть диапазон возможных режимов силовой трансформатор на ПС «Голдобин» работает с коэффициентом загрузки – 1,25, поэтому наибольшая погрешность задания ***P*** и ***Q*** определяется условиями работы его изоляции и не превышает 20 % относительно его реальной загрузки. Для рассматриваемого примера указанные зависимости представлены на рис. 3.5 – 3.8.

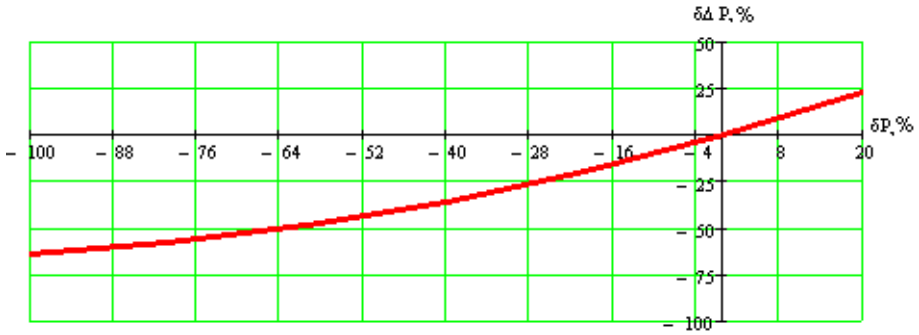


Рис. 3.5. Влияние погрешности задания δP,% на погрешность определения потерь активной мощности δΔP,% на ПС «Голдобин»

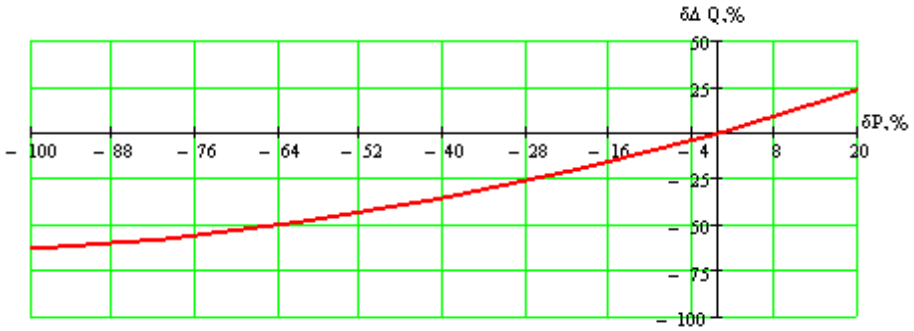


Рис. 3.6. Влияние погрешности задания ***δP,%*** на погрешность определения потерь реактивной мощности ***δΔQ,%*** на ПС «Голдобин»

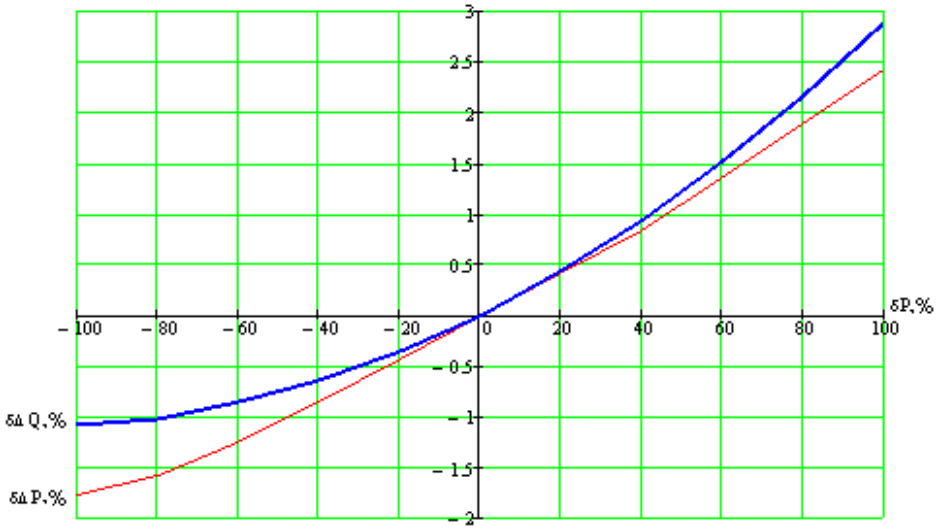


Рис. 3.7. Влияние погрешности задания δP,% на погрешности определения потерь ***δΔQ,%*** и ***δΔP,%*** на ПС «Загородная»

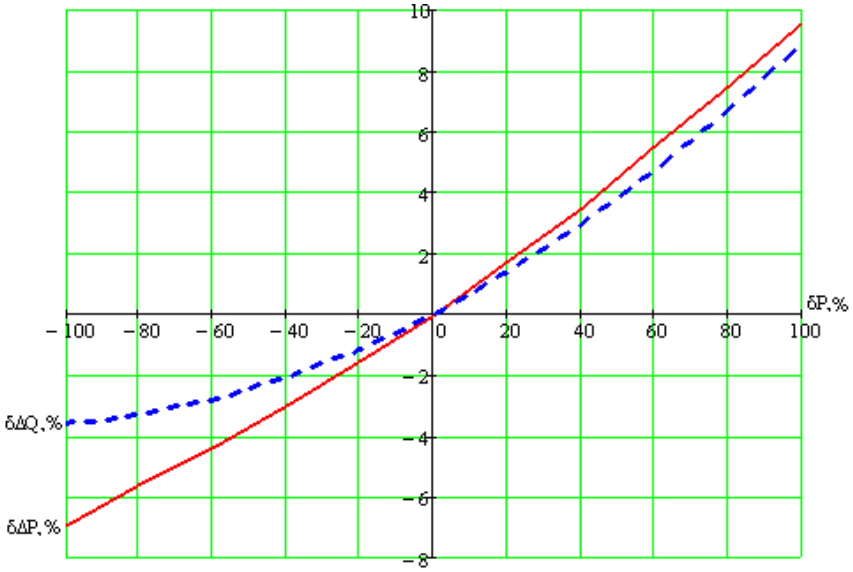


Рис. 3.8. Влияние погрешности задания δP,% на погрешности определения потерь ***δΔQ,%*** и ***δΔP,%*** на ПС «Улисс»

Как показал проведенный анализ, реакция сети на погрешность режимной информации в узлах разная: в одних узлах недопустимо большая, в других практически не меняется. Это определяется неоднородностью электрической сети и дает возможность применить сенсорный анализ к выбору узлов для подключения активных элементов. Полученные зависимости позволяют выделить по степени влияния не только допустимые погрешности измерения параметров режимов, но и определить те ПС, изменение нагрузки которых, значительно влияет на режимную ситуацию в целом – слабые места.

Кроме того, можно определить узлы, которые даже при ненаблюдаемости режимных параметров не влияют на величину суммарных потерь мощности в сети – сильные узлы, а также выявить параметр, наиболее чувствительный к внешним воздействиям – сенсор.

Для задач анализа режимов и компенсации реактивной мощности сенсорами являются активные и реактивные нагрузки вводов низкого напряжения (НН) и среднего напряжения (СН) подстанций, являющихся слабыми местами схемы. Здесь слабое место – это узел сети, в котором любое, даже незначительное изменение параметра режима приводит к значительному изменению результатов компенсации реактивной мощности как в сторону увеличения (уменьшения) мощности КУ, так и к изменению места установки КУ. Именно этот узел и будет активным, т.е. в нем нужно устанавливать активный элемент для управления уровнем потерь электроэнергии.

Например, на рассматриваемом участке сети слабым местом является ввод 35 кВ ПС «Голдобин», т.к. изменение нагрузки влияет в значительной степени не только на величину суммарных потерь в сети, но и на величину компенсации реактивной мощности на ПС «Улисс».

Сильным узлом является ПС «Загородная». Любое изменение нагрузки на ней практически не влияет на величину суммарных потерь мощности в сети и значение мощности КУ в схеме.

Для наглядности в таблицах 3.2, 3.3 показаны суммарные потери мощности для граничного задания погрешности исходных данных.

Таблица 3.2. – Суммарные потери мощности *δΔP,%* и *δΔQ,%* при погрешности задания активной мощности

Наименование ПС	Погрешность определения ***δΔP,%***		Погрешность определения ***δΔQ,%***	
	+ 100 %	- 100 %	+ 100 %	- 100 %
ПС «Загородная»				
Ввод 1	2,4	-1,8	2,9	-1,1
Ввод 2	3,6	-2,3	4,8	-1,8
ПС «Улисс»				
Ввод 3	9,5	-6,9	8,9	-3,6
Ввод 4	4,9	-3,9	3,7	-1,7
ПС «Голдобин»				
Ввод НН	22,3	-17,5	30,6	-23,1
Ввод СН*	25	-63,2	26	-63,5

Таблица 3.3. – Суммарные потери мощности *δΔP,%* и *δΔQ,%* при погрешности задания реактивной мощности

Наименование ПС	Погрешность определения ***δΔP,%***		Погрешность определения ***δΔQ,%***	
	+ 100 %	- 100 %	+ 100 %	- 100 %
ПС «Загородная»				
Ввод 1	0,4	-0,3	0,38	-0,17
Ввод 2	0,7	-0,5	0,9	-0,35
ПС «Улисс»				
Ввод 3	2,2	-1,8	1,3	-0,65
Ввод 4	30,3	-11	50,1	-1,7
ПС «Голдобин»				
Ввод НН	2,8	-2,5	3,3	-2,8
Ввод СН*	28,9	-14,7	27,8	-13,1

Примечание: * - в качестве граничного значения принято 20 %.

Анализ результатов расчета, представленных в таблицах 3.2, 3.3, позволяет сделать вывод, что точность задания режимной информации на ПС «Голдобин» наибольшим образом влияет на функцию суммарных потерь мощности. Следовательно, по определению, представленному в [16], погрешность режимного параметра ***P*** – сенсор I рода, а погрешность измерения ***Q*** – сенсор II рода.

Поле допустимых погрешностей изменения режимных параметров для слабых мест находится в пределах от – 8 % до + 4 %, а для сильных узлов любая степень изменения исходной режимной информации влияет на результаты расчета режима незначительно.

Одной из причин этого является структура потребления активной и реактивной мощности на рассматриваемом участке сети, представленная на диаграммах, приведенных на рис. 3.9, 3.10.

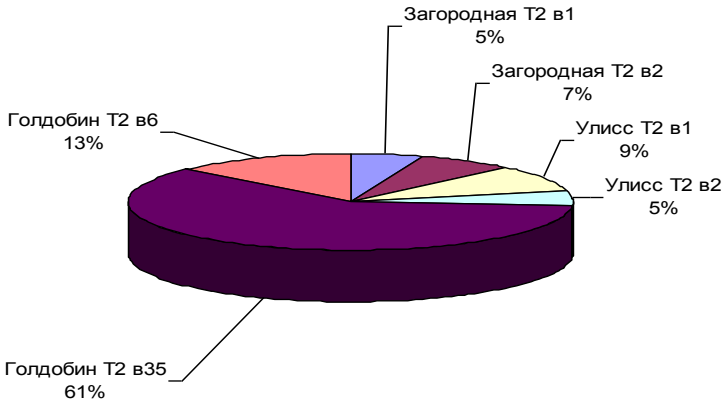


Рис. 3.9. Структура потребления активной мощности

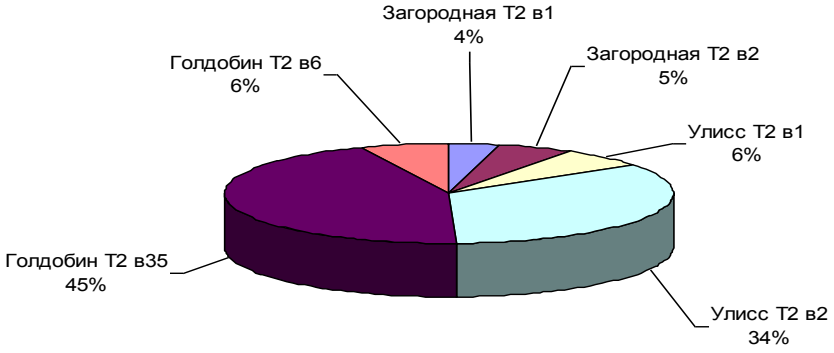


Рис. 3.10. Структура потребления реактивной мощности

Из представленных диаграмм видно, что большая доля мощности в общем потоке принадлежит вводу 35 кВ ПС «Голдобин» и, следовательно, малейшее изменение нагрузки на этой ПС отразится на величине суммарных потерь мощности во всей сети. Следовательно, для выбора узлов, к которым целесообразно подключать активные элементы, необходимо проводить структурный анализ потребления активной и реактивной мощности подстанциями, подключенными к электрической сети.

Другой причиной сложившейся ситуации является топология сети. По оценке сенсорности, полученной при сингулярном анализе полной матрицы Якоби и ее диагональных блоков, был сделан тот же вывод: ПС «Голдобин» является слабым местом в рассматриваемой схеме.

Таким образом, чувствительность функции суммарных потерь в сети позволяет выявить слабые места и сильные узлы в схеме.

Слабое место схемы сети, определенное с помощью чувствительности функции суммарных потерь мощности в сети, и будет активным узлом, т.е. узлом для подключения активных элементов к сети.

Кроме того, в сильном узле КРМ не требуется, т.к. снижение параметра Q даже до нуля не приведет к изменению суммарных потерь мощности в сети.

Далее осуществляется анализ узлов сети по степени смещения оптимальных мест установки (узлов сети) и мощности компенсирующих устройств. Такой анализ осуществляется в следующем порядке:

- выбирается место установки и мощность компенсирующих устройств при достоверной информации,
- выбираются места установки и мощности КУ при варьировании погрешности задания исходной информации от -100% до +40%, с интервалом дискретизации 20%;
- определяется степень смещения мощности и места установки КУ в неоптимальную область.

На том же примере показано, как осуществлять такую проверку.

Выбор мощности и места установки КУ производились вначале при полном достоверном потоке режимных параметров ***P*** и ***Q***, затем погрешность задания исходной информации в слабом месте варьировалась от -100 % до + 40 %, т.е. искусственно создан режим для оценки степени изменения мощности КУ, при котором загрузка силовых трансформаторов составляет 1,65, что недопустимо. Результаты расчетов представлены в таблицах 3.4, 3.5.

Таблица 3.4. – Места установки и мощности КУ при погрешности задания активной мощности

Наименование ПС	Погрешность измерения ***δP,%***							
	0	20	40	-20	-40	-60	-80	-100
ПС «Улисс»	Значения мощности КУ, Мвар							
Ввод 4	7,499	7,812	8,176	7,237	7,022	6,918	6,075	6,645
ПС «Голдобин»	Значения мощности КУ, Мвар							
Ввод НН	0	0,257	0,781	0	0	0	0	0
Ввод СН	9,925	10,311	10,769	9,588	9,316	8,931	8,906	8,818

Примечание: 0 означает, что компенсация реактивной мощности не требуется.

Таблица 3.5. – Места установки и мощности КУ при погрешности задания реактивной мощности

Наименование ПС	Погрешность изренения ***δ,Q,%***							
	0	20	40	-20	-40	-60	-80	-100
ПС «Улисс»	Значения мощности КУ, Мвар							
Ввод 4	7,499	7,546	7,603	7,449	7,423	7,396	7,375	7,36
ПС «Голдобин»	Значения мощности КУ, Мвар							
Ввод СН	9,925	12,836	15,818	6,972	4,051	1,131	0	0

Далее определялась зависимость степени изменения оптимальной мощности КУ, $\boldsymbol{\delta Q_{КУ}}$ от погрешности задания режимных параметров в узлах, где требуется КРМ, для оценки степени смещения мощности КУ в неоптимальную область. Эти узлы рассматривались поочередно. Данные зависимости представлены на рис. 3.11, 3.12.

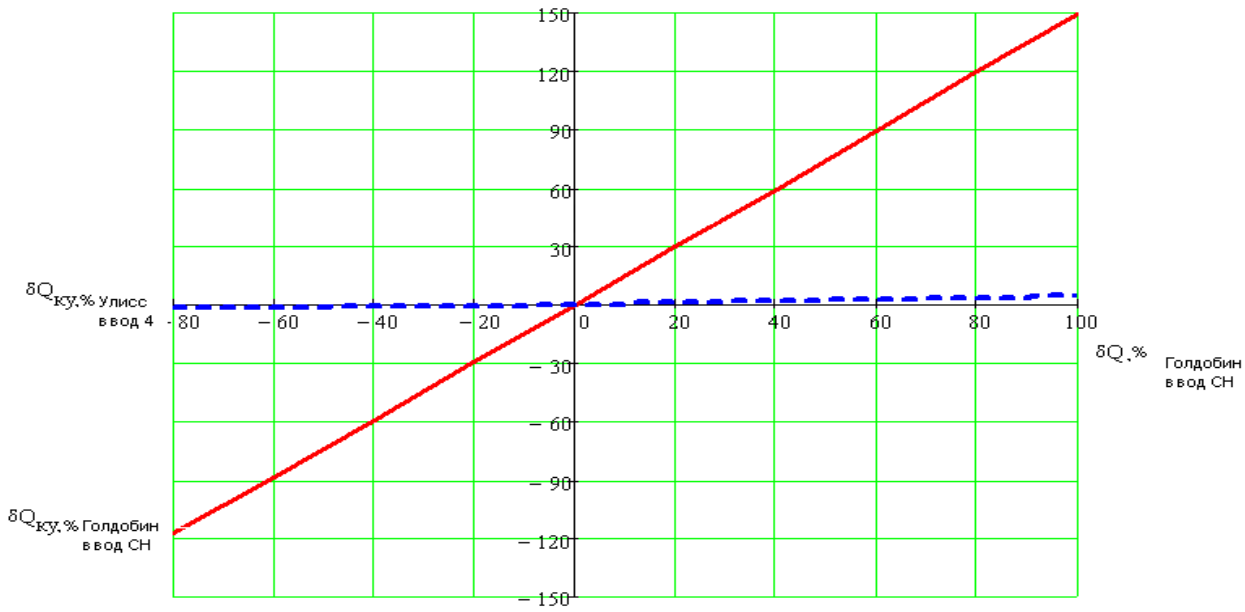


Рис. 3.11. Зависимость степени изменения оптимальной мощности КУ на ПС «Улисс» при изменении ***δQ, %*** на ПС «Голдобин»

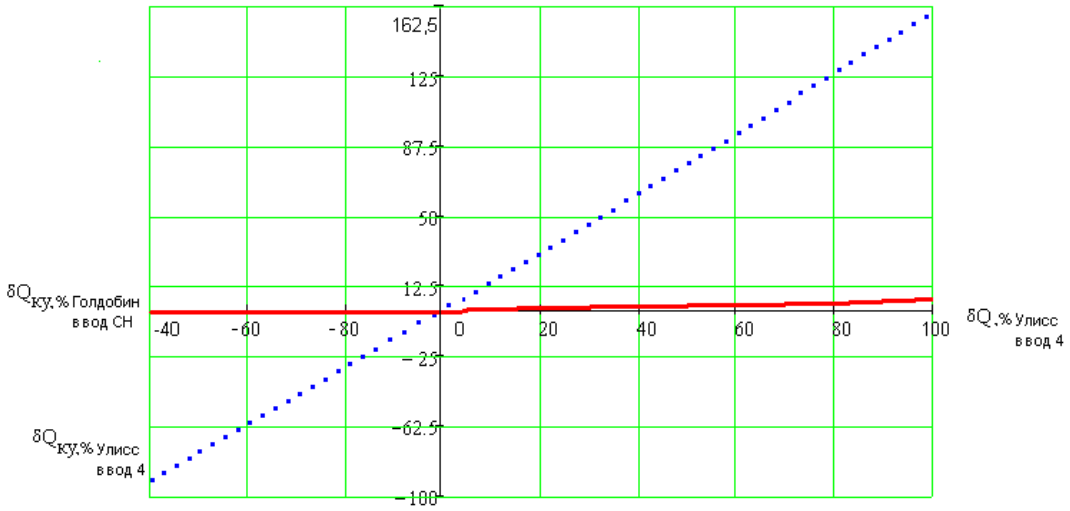


Рис. 3.12. Зависимость $\boldsymbol{\delta Q_{КУ}}$ на ПС «Голдобин» при изменении δQ, % на ПС «Улисс»

Анализируя полученные зависимости можно сделать вывод: погрешность и полнота задания режимного параметра Q на одной ПС, к которому чувствительна функция суммарных потерь мощности, незначительно влияет на изменение мощности КУ на другой ПС. Для того чтобы подтвердить полученные результаты была сделана оценка степени смещения мощности КУ в неоптимальную область в денежном выражении для двух значений погрешности задания параметра Q: ± 20 %. В результате при увеличении Q на 20% стоимость КУ

возрастет на 14,2%, что составит 390,46 тыс. руб., а при уменьшении на 20 % стоимость снизится на 16,7 % или 396,4 тыс. руб. Как видно из представленных расчетов, даже при незначительном изменении режимного параметра в одном узле суммарная стоимость КУ заметно изменяется.

Далее необходимо проанализировать изменение оптимальной мощности КУ в зависимости от динамики изменения нагрузки сильных и слабых узлов.

За базовый режим принят расчет мощности КУ по исходным данным, которым соответствует полный достоверный информационный поток. Массив информационного потока в данном примере брался за три года. В расчетах использовалось вероятностное представление нагрузки узлов: рассматривались минимальная S_{min}, средняя $S_{ср}$ и максимальная нагрузки S_{max} узлов. Результаты такого расчета приведены в таблицах 3.6 - 3.9.

Таблица 3.6. – Результаты определения оптимальной мощности КУ в зависимости от динамики изменения нагрузки в летний период

Параметр	ПС «Загородная» ввод 1			ПС «Голдобин» ввод СН		
S, кВА	S_{min} 2718,69	S_{max} 3358,29	$S_{ср}$ 3046	S_{min} 8825,69	S_{max} 10902,32	$S_{ср}$ 9934
P+j Q	2475+j1350	3075+j1350	2735+j1341	7665+j4375	9555+j5250	8941+j4329
tgφ	0,55	0,44	0,49	0,57	0,55	0,48
$Q_{КУ}$, квар	1800	1800	1800	600	1800	600
δ $Q_{КУ}$,%	0	0	0	-33,3	0	-33,3
ΔP, кВт	9,2	9,2	9,2	2,9	9,2	2,9
$T_{ОК}$, год	11,2	11,2	11,2	18,7	11,2	18,7

В таблице 3.6 приняты следующие условные обозначения:

$\boldsymbol{Q_{КУ}}$ – значение мощности КУ, рекомендуемого к установке на ПС «Голдобин», квар;

$\boldsymbol{\delta Q_{КУ}}$**,%** – процентное изменение мощности КУ относительно оптимального значения;

$\Delta \boldsymbol{P}$ – суммарная величина снижения потерь активной мощности в сети при установке КУ, кВт;

$\boldsymbol{T_{ОК}}$ – срок окупаемости КУ, год.

Таблица 3.7. – Результаты определения оптимальной мощности КУ в зависимости от динамики изменения нагрузки в зимний период

Параметр	ПС «Загородная» ввод 1 (кВА)			ПС «Голдобин» ввод СН (кВА)		
S, кВА	S_{min} 2846	S_{max} 4317,55	$S_{ср}$ 3579	S_{min} 17957,98	S_{max} 43835,78	$S_{ср}$ 34770
P+j Q	2700+j900	4125+j1275	3400+j1118	16537,5+j7000	32593+j29312	30350+j16970
tgφ	0,33	0,3	0,329	0,32	0,9	0,56
$Q_{КУ}$, квар	3900	3900	3900	3900	27000	14850
δ $Q_{КУ}$,%	0	0	0	0	672	380
ΔP, кВт	24	24	24	24	450	160
$T_{ОК}$, год	6,6	6,6	6,6	6,6	1,37	2,44

Таблица 3.8. – Результаты определения оптимальной мощности КУ в зависимости от динамики изменения tgφ в летний период

Параметр	ПС «Загородная» ввод 1			ПС «Голдобин» ввод СН		
tgφ	$tgφ_{min}$ 0,44	$tgφ_{max}$ 0,56	$tgφ_{ср}$ 0,49	$tgφ_{min}$ 0,25	$tgφ_{max}$ 0,57	$tgφ_{ср}$ 0,48
P+j Q	3075+j1350	3525+j1200	2735+j1341	8942+j2275	7665+j4375	8941+j4329
$Q_{КУ}$,квар	1800	1800	1800	-	600	600
δ $Q_{КУ}$,%	0	0	0	-	-33,3	-33,3
ΔP, кВт	9,2	9,2	9,2	-	2,9	2,9
$T_{ОК}$, год	11,2	11,2	11,2	-	18,7	18,7

Таблица 3.9. Результаты определения оптимальной мощности КУ в зависимости от динамики изменения tgφ в зимний период

Параметр	ПС «Загородная» ввод 1			ПС «Голдобин» ввод СН		
tgφ	$tgφ_{min}$ 0,31	$tgφ_{max}$ 0,34	$tgφ_{ср}$ 0,329	$tgφ_{min}$ 0,36	$tgφ_{max}$ 0,9	$tgφ_{ср}$ 0,56
P+j Q	4125+j1275	3525+j1200	3400+j1118	39987+j14437	32593+j29312	30350+j16970
$Q_{КУ}$,квар	3900	3900	3900	12600	27000	14850
δ $Q_{КУ}$,%	0	0	0	323	672	380
ΔP, кВт	24	24	24	127	450	160
$T_{ОК}$, год	6,6	6,6	6,6	2,7	1,37	2,44

Представленные в таблицах результаты подтверждают следующий вывод: изменение режимных параметров в сильном узле не влияет на точность определения оптимальной мощности КУ в слабом месте (значение $\delta Q_{КУ}$ равно нулю), т.е. смещение в неоптимальную область не происходит. При неполноте и недостоверности информационных потоков в слабом месте $\delta Q_{КУ}$ принимает значения от -33 % до 672% в течение рассматриваемого временного периода по сравнению с базовым режимом. При изменении нагрузки в слабом месте в течение года в 1,6 раза мощность КУ изменяется в 2,16 раза. Следовательно, в слабых местах наблюдается недопустимое смещение мощности КУ в неоптимальную область. Именно там нужно управлять мощностью компенсирующих устройств в реальном режиме времени. Итак, проведенный анализ наглядно показал, что слабое место сети является узлом, к которому необходимо подключать активный элемент – управляемое компенсирующее устройство, с помощью которого и обеспечивать адаптивное управление потоком реактивной мощности в сети.

Еще одним подтверждением полученного вывода является анализ изменения коэффициента реактивной мощности. В результате такого анализа выявлено, что погрешность в определении оптимальной мощности КУ в слабом месте варьируется от -84,8% до 181% при изменении коэффициента реактивной мощности от минимального до максимального значения.

Для определения допустимых границ погрешности и неполноты задания информационных потоков в задачах оптимальной КРМ используется зависимость относительного изменения оптимальной мощности КУ от полноты и достоверности одномерного информационного потока реактивной мощности:

$$\delta Q_{куi} = \frac{\sum\limits_{\substack{i=1 \\ j=i+1}}^{n} Q_{ij} \cdot R_{ij} \cdot \delta Q_{ij} + Q_N \cdot R_{TN} \cdot \delta Q_N}{\sum\limits_{\substack{i=1 \\ j=i+1}}^{n} Q_{ij} \cdot R_{ij} + Q_N \cdot R_{TN} - A_i}, \qquad (3.4)$$

где $\delta Q_{КУi}$ – изменение мощности КУ относительно оптимального значения;

Q_{ij} – достоверное значение потока реактивной мощности на участке сети;

δQ_{ij} – погрешность реактивной мощности на участке сети, обусловленная неполнотой или недостоверностью исходной информации;

Q_N – достоверное значение реактивной мощности нагрузки двухобмоточного силового трансформатора, или обмотки НН (СН) для трехобмоточного трансформатора или с расщепленной обмоткой;

δQ_N – погрешность реактивной мощности нагрузки, обусловленная неполнотой или недостоверностью исходной информации;

R_{ij} – значение активного сопротивления участка сети;

R_{TN} – значение активного сопротивления двухобмоточного трансформатора; для обмотки НН – $(R_{тн}+ R_{вн})$; для обмотки СН – $(R_{тс}+ R_{вн})$ трехобмоточного трансформатора; для трансформатора с расщепленной обмоткой – $(0,5R_{вн}+R_{нн})$;

A_i – расчетный коэффициент, определение которого дано далее в методике оптимальной КРМ.

Зависимости относительного изменения оптимальной мощности КУ при погрешности определения режимных параметров в сильном и слабом узлах в интервале от – 90% до + 90% представлены на рис. 3.13 а – е. При этом в качестве параметров оптимизации рассматривались значения реактивных мощностей вводов ПС и потоков реактивной мощности по участкам сети.

Из приведенных зависимостей видно, что наибольшее влияние на изменение мощности КУ относительно оптимального значения на всех вводах ПС оказывает поток на участке 2-3 (рис. 3.13 д – е). Кроме того, в слабом месте – ввод СН ПС «Голдобин», эта зависимость меняет свое направление относительно осей координат, что является *формальным признаком*, позволяющим определять слабые места сети. Следовательно, для этих узлов информация должна быть задана точно, т.е. необходимо обеспечить более точный учет электроэнергии и соблюдение балансов мощности. Кроме того, эти узлы целесообразно использовать для управляющего воздействия на потоки реактивной мощности. Это узлы для подключения активных элементов сети.

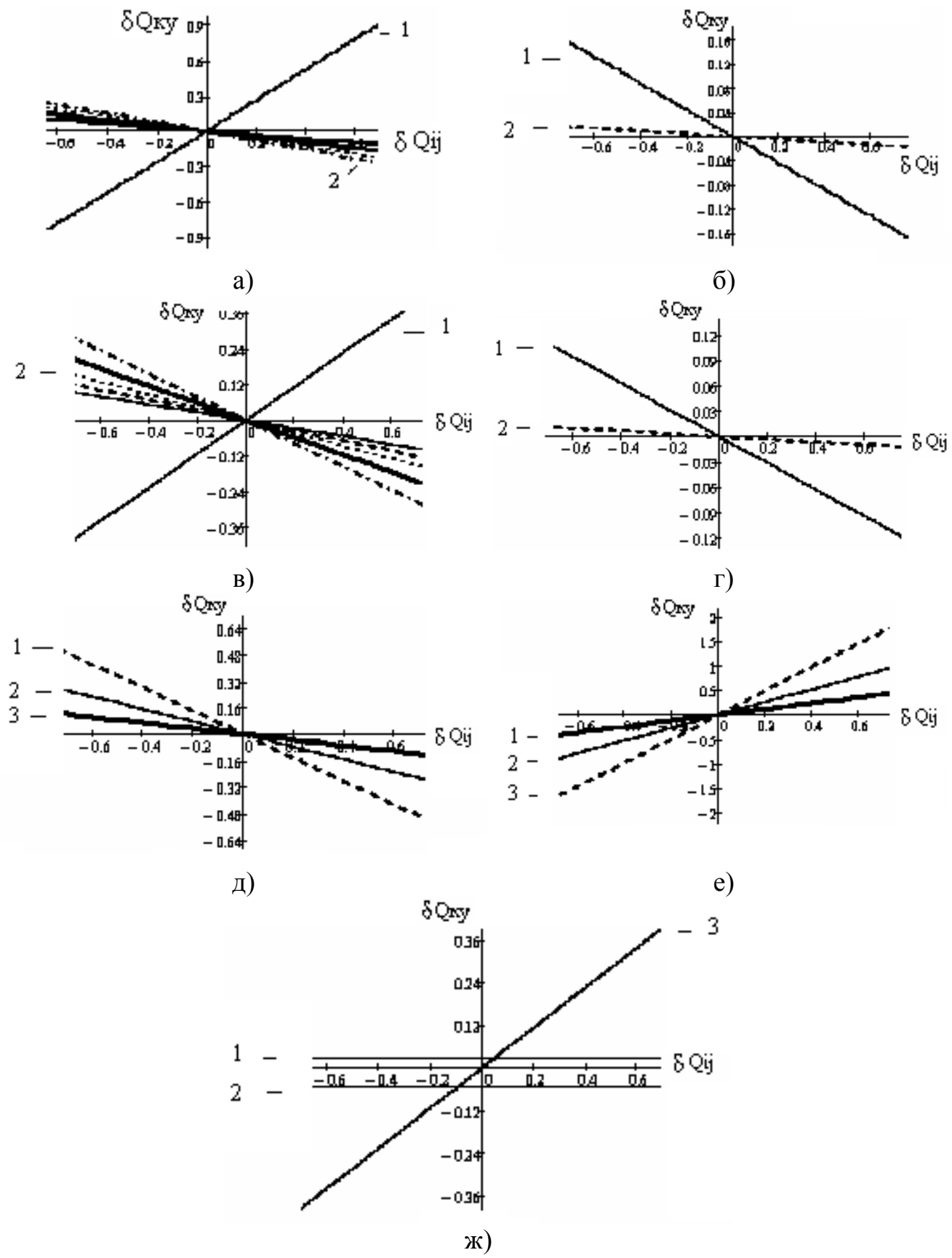


Рис. 3.13. Исследование влияния неполноты и недостоверности информационных потоков по реактивной мощности на смещение мощности КУ в неоптимальную область:

а) зависимость изменения мощности КУ на всех вводах ПС исследуемой сети от недостоверности потока на головном участке 0-2: 1 – зависимость изменения мощности КУ на вводе СН ПС «Голдобин»; 2 – семейство зависимостей изменения мощности КУ на ПС «Загородная» и ПС «Улисс»;

б) зависимость изменения мощности КУ на вводе 1 ПС «Загородная» от недостоверности потока реактивной мощности на участках: 0-2 - зависимость 1и 1-2 – зависимость 2;

в) зависимость изменения мощности КУ на всех вводах ПС исследуемой сети от недостоверности потока реактивной мощности в узле нагрузки: 1 – для ввода СН ПС «Голдобин»; 2 – для ПС «Загородная» и ПС «Улисс»;

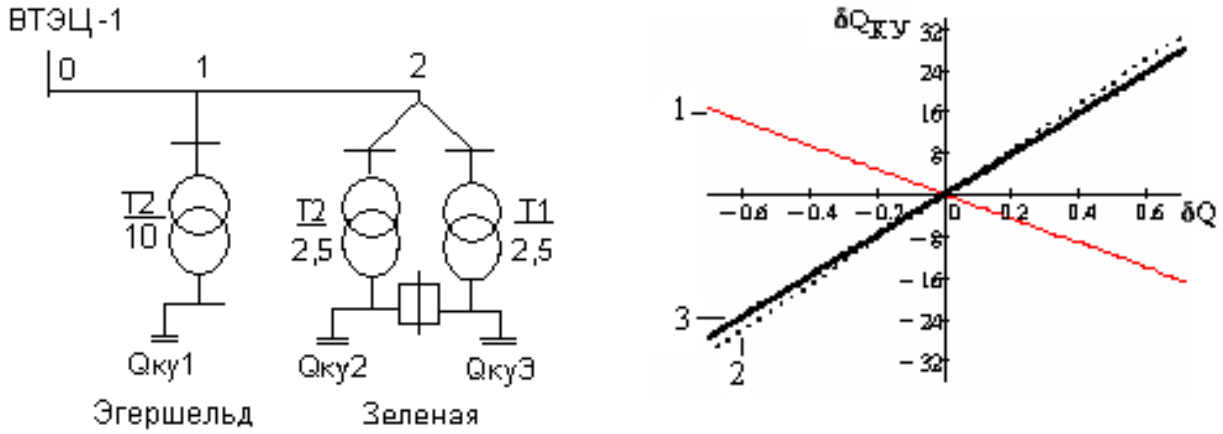
г) зависимость изменения мощности КУ на вводе 2 ПС «Загородная» от недостоверности потока реактивной мощности на участках: 0-2 - зависимость 1и 1-2 – зависимость 2;

д) зависимость изменения мощности КУ на вводе НН ПС «Голдобин» от недостоверности потока реактивной мощности на участках: 2-3 – зависимость 1, 0-2 – зависимость 2, 3-4 – зависимость 3;

е) зависимость изменения мощности КУ на вводе СН ПС «Голдобин» от недостоверности потока реактивной мощности на участках: 2-3 – зависимость 1, 0-2 – зависимость 2, 3-4 – зависимость 3;

ж) зона нечувствительности оптимальной мощности КУ на ПС «Голдобин» при недостоверности потока мощности на участке 2-3 - зависимость 3. Цифры 1 и 2 означают верхнюю и нижнюю границы допустимого диапазона изменения оптимальной мощности КУ.

Рассмотрим еще один участок сети, содержащий слабое место – ПС «Зеленая» (рис.3.14). Здесь наблюдается такая же зависимость.



а) б)

1 - Зависимость изменения оптимальной мощности КУ на вводе ПС «Эгершельд» от неполноты и недостоверности потока реактивной мощности на участке 0-1

2 - Зависимость изменения оптимальной мощности КУ на вводе 1 ПС «Зеленая» от неполноты и недостоверности потока реактивной мощности на участке 0-1.

3 – Зависимость изменения оптимальной мощности КУ на вводе ПС «Зеленая» от неполноты и недостоверности потока реактивной мощности на участке 0-1.

Рис. 3.14. Расчетная схема *(а)* и зависимость изменения оптимальной мощности КУ на вводах ПС от неполноты и недостоверности потока реактивной мощности на участке 0-1 *(б)*

Как видно из представленных графиков (рис. 3.13 а – е, рис. 3.14), зависимость (3.14) не только решает задачу оценки влияния недостоверности и неполноты исходной информации на оптимальную область КРМ, но и позволяет определять слабые места для разомкнутых распределительных сетей, т.е. узлы для подключения активных элементов.

Для определения допустимого диапазона изменения мощности КУ в слабом месте рассматриваемой сети были проанализированы ступени регулирования мощности компенсирующих устройств, предлагаемых фирмами-изготовителями ООО «ПКЦ Промэлектро» и «Матик-Электро». В результате, для мощности КУ, установленного в рассматриваемой сети, были определены границы допустимого диапазона, в рамках которых не происходит изменение суммарной величины снижения потерь активной мощности от установки КУ и срока окупаемости. Эти значения составили: от - 5,2 % до + 2,7 % по отношению к оптимальному значению мощности КУ на ПС «Голдобин». Далее, наложив эти границы на зависимость мощности КУ от недостоверности потока на участке 2-3 (рис.5.17 ж), был получен диапазон допустимого изменения мощности КУ в слабом месте сети, который составил от минус 10% до + 5 %. Таким образом, данные границы представляют зону нечувствительности погрешности в определении мощности КУ к изменению режимных параметров, т.е. регулирование мощности КУ в заданных пределах не повлияет на величину суммарных потерь мощности в сети.

С целью нахождения допустимых границ недостоверности информационных потоков, определяемой изменением графиков нагрузки потребителей в течение суток, особенностями технологических процессов, смешиваемостью нагрузок и рядом других факторов, был проведен анализ значений мощности КУ на вводе СН ПС «Голдобин» при изменении коэффициента реактивной мощности и коэффициента загрузки силовых трансформаторов на ПС. Результаты такого анализа представлены в таблицах 3.10, 3.11.

Таблица 3.10. - Анализ изменения мощности КУ на вводе СН ПС «Голдобин» при изменении коэффициента реактивной мощности и реальных коэффициентах загрузки силового трансформатора (СТ), $К_з$

Наименование присоединения	$K_з$	$\delta Q_{КУ}$, % при изменении $tg\varphi$								
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
ПС «Загородная» Ввод 1	0,14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПС «Голдобин» Ввод СН	0,45	-19,2	-18,5	-11,2	0	2,7	9,8	17	24,2	31,5

Таблица 3.11. - Анализ изменения мощности КУ на вводе СН ПС «Голдобин» при изменении коэффициента загрузки СТ и реальных коэффициентах реактивной мощности

Наименование присоединения	tgφ	$\delta Q_{КУ}$ % при изменении $К_з$								
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
ПС «Загородная» Ввод 1	0,33	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ПС «Голдобин» Ввод СН	0,42	-	-	-65	-7,7	92	92	92	92	92

Примечание: при $K_з \geq 0,6$ рассчитанные значения мощности КУ ограничены до предельно допустимого значения, обусловленного возникновением перекомпенсации реактивной мощности.

Приведенные примеры наглядно показывают, что любая степень изменения информационных потоков в сильных узлах не оказывает влияния на область оптимальной КРМ, об этом свидетельствуют нулевые значения погрешностей определения мощности КУ. Следовательно, вводить в эти узлы управляющие воздействия, направленные на снижение потерь мощности, нерационально. Эффект достигнут не будет. Для слабых мест отклонение режимных параметров от указанного диапазона приводит к значительному смещению мощности КУ из оптимальной области КРМ. Здесь требуется регулирование мощности КУ – это активный элемент сети.

Таким образом, приведенные примеры показали, что определение активных элементов сети целесообразно проводить по исследованию функции чувствительности потерь к изменению режимных параметров сети.

3.4. Многоуровневая иерархическая модель компенсации реактивной мощности в распределительных электросетевых комплексах

При решении оптимизационных задач по управлению КРМ традиционными методами приходится варьировать значениями исходных данных и для каждого конкурирующего варианта решения рассчитывать эффект при различных их сочетаниях путем минимизации математического ожидания, целевой функции. Тем самым достигается оптимальный выбор решения.

Детерминированные модели относительно просты и надежны, но не могут учесть случайные или периодические изменения нагрузок. Поэтому они неадекватно отражают реальные условия эксплуатации электрических сетей.

Большей возможностью обладают стохастические модели оптимизации. Использование результатов вероятностно-статистического анализа режимов позволяет выделить элементы сети для установки источников реактивной мощности, наиболее чувствительные к изменению нагрузки, сформулировать законы их регулирования, оценить погрешность реализации оптимального режима и установить допустимые изменения его параметров. Эти модели применяются для полных достоверных потоков.

В условиях неопределенных потоков применяются методы экспертной оценки, что вносит элемент субъективизма и приводит к смещению решения задачи в неоптимальную область.

Таким образом, решение задачи оптимального управления потоками реактивной мощности необходимо проводить с привлечением современных математических аппаратов, позволяющих либо раскрывать неопределенность, либо ее исключать.

Процессы принятия решений по КРМ предусматривают иерархический подход, который определяет семейство последовательно решаемых задач. При этом решение задачи предыдущего уровня делает более определенной задачу последующего уровня. Такая иерархия является многослойной системой и ос-

нована на рациональной последовательности сужения или исключения неопределенности.

Многоуровневая иерархическая модель КРМ в сетях 6-110 кВ распределительных сетевых компаний имеет следующий вид (см. рис. 3.15).

Каждая иерархия имеет несколько уровней решения.

I иерархия	Выявление узлов и ветвей схемы с устойчивым превышением коэффициентами реактивной мощности значений, указанных в приказе №49
II иерархия	Декомпозиция схемы сети
III иерархия	Выявление сильных узлов и слабых мест в схеме на основе сенсорного анализа
IV иерархия	Эквивалентирование схемы с целью исключения ненаблюдаемых узлов
V иерархия	Выбор места установки и оптимизация мощности КУ
VI иерархия	Анализ работы сети после оптимальной КРМ

Рис.3.15. Многоуровневая иерархическая модель КРМ

I иерархия включает в себя следующие уровни:

- оценка наблюдаемости электрической сети;

- определение динамики изменения коэффициентов реактивной мощности;

- определение узлов и ветвей, в которых коэффициент реактивной мощности не удовлетворяет экономическим условиям, условиям надежности электроснабжения.

II иерархия состоит из следующих уровней:

- разделение системы на подсистемы по классам номинального напряжения;

- разделение подсистем каждого класса номинального напряжения по конфигурации электрической сети с учетом нормальных размыканий в схеме;

- разделение подсистем по полноте и достоверности информационных потоков.

III иерархия выполняется по уровням, выделенным в процессе выполнения II иерархии.

IV иерархия включает следующие уровни:

- эквивалентирование ненаблюдаемых участков разомкнутых сетей 35 кВ; 110 кВ;

- определение точек размыкания замкнутых сетей 35 и 110 кВ и сведение их к разомкнутым сетям;

- эквивалентирование ненаблюдаемых участков, полученных при размыкании подсистем.

V иерархия:

- определение цели и задач оптимальной КРМ;

- выбор критериев и параметров оптимизации;

- построение математической модели КРМ;

- разработка алгоритма КРМ;

- вычислительные процедуры;

- определение срока окупаемости КУ.

VI иерархия содержит следующие уровни:

- анализ режимных параметров после КРМ;

- определение величины снижения потерь мощности;

- определение степени компенсации реактивной мощности;

- определение процента увеличения пропускной способности элементов сети;

- анализ устойчивости сети после КРМ.

Исходя из представленной модели КРМ, определены принципы экономически обоснованной степени КРМ в сетях 6-110 кВ распределительных сетевых компаний. Это организация системных расчетов; учет новых экономических

отношений; строгое соблюдение иерархии расчетов; учет принципов неопределенности; определение закономерностей изменения перетоков мощности; системный баланс реактивной мощности; структуризация узлов нагрузки по характеру электропотребления.

Неопределенность исходной информации приводит к неоднозначному значению оптимальной суммарной мощности КУ и ее размещению в сети. Поэтому для каждого возможного значения суммарной мощности КУ целесообразно рассматривать только один вариант распределения этой мощности по узлам сети, соответствующий расчету по средним значениям неопределенных факторов. При этом математическое ожидание риска затрат не превышает 3%. В связи с этим необходимо производить оптимизацию потоков реактивной мощности по средним значениям активной и реактивной мощности, полученным по результатам зимних и летних контрольных замеров. Такой подход позволит учесть весь диапазон нагрузок в течение года и тем самым снизить неопределенность исходной информации. По узлам, о которых вообще нет исходной информации, т.е. отсутствуют данные по активной и реактивной мощности, принимают следующее решение:

а) исключить их методами эквивалентирования, где это возможно;

б) полную мощность определять по коэффициенту загрузки трансформаторов, а $tg\,\varphi$ принимать равным предельным значениям, установленным в приказе [26].

Т.о., задача выбора оптимальной мощности и мест установки КУ в электрических сетях имеет целью нахождение такого режима, который обеспечивает максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий нормальной работы электрических сетей и приемников электроэнергии.

3.5. Методика оптимальной компенсации реактивной мощности в распределительных электрических сетях

Рассматривая энергосистему как структуру от производства электроэнергии до ее потребления, задачу распределения потоков реактивной мощности нужно решать в следующих аспектах:

- оптимальное распределение реактивной мощности между источниками электроэнергии;

- наивыгоднейшее распределение реактивной мощности в самой электрической сети;

- регулирование уровней напряжения в сети.

В качестве технических ограничений используются требования нормативной документации, соответствующие приказы и распоряжения РАО «ЕЭС России» и Министерства промышленности и энергетики РФ.

Указанные аспекты реализуются в трех задачах компенсации реактивной мощности: экономической, балансовой и регулирования напряжения.

Экономическая задача компенсации реактивной мощности решается путем минимизации эквивалентных среднегодовых затрат. Условие целесообразности установки компенсирующих устройств в узле определяется по соотношению затрат на установку и эксплуатацию компенсирующего устройства (КУ) и прибыли, получаемой от компенсации реактивной мощности. При решении экономической задачи КРМ используются следующие принципы:

- исключение из рассмотрения тех узлов сети, в которых установка КУ невозможна, или нежелательна, или не нужна;
- определение узлов со специфическими электроприемниками;
- определение граничного значения уменьшения потерь мощности в сети, при котором установка КУ еще экономически выгодна;
- Определение экономически целесообразного значения мощности каждого КУ по максимальному эффекту.

Балансовая задача КРМ направлена на обеспечение баланса реактивной мощности в сети. Ее порядок решения следующий:

- исключение из рассмотрения узлов, где не требуется установка КУ;
- определение снижения потерь мощности в сети после поочередной установки КУ в каждом из разрешенных узлов;
- узел, где должно быть установлено КУ, выбирается по максимальному снижению потерь мощности;
- в данном узле устанавливается КУ и на соответствующую величину снижается реактивная нагрузка узла;
- проверка выполнения условия баланса реактивной мощности;
- определение балансового коэффициента реактивной мощности.

Регулирование напряжения в сети рассматривается по выполнению двух условий: обеспечение требований ГОСТ 32144-2013 в характерных режимах и точках сети; снижение потерь мощности. Она решается одновременно с экономической и балансовой задачами КРМ.

Методика системного расчета компенсации реактивной мощности предусматривает решение оптимизационной задачи для сетей 6-110 кВ одновременно «снизу-вверх», то есть, начиная с сети напряжением 6-10 кВ.

В качестве оптимального принимается меньший из экономически целесообразного или балансового коэффициентов реактивной мощности и проверяется целесообразность добавки мощности КУ для обеспечения оптимального уровня напряжения.

Как показано ранее, использование информационных потоков низкого качества для задач КРМ приводит к смещению результатов КРМ в неоптимальную область. В связи с этим задачу оптимальной КРМ необходимо решать в условиях неопределенности, так как существующие подходы к КРМ имеют неустранимую методическую погрешность при низком качестве информационных потоков.

На основе морфологического анализа электрические сети разных конфигураций сводятся к разомкнутым сетям методом декомпозиции. Выделение разомкнутых участков производится на основании расчёта установившегося режима. Из сложнозамкнутых сетей разомкнутые сети выделяются после расчёта установившегося режима по точкам потокораздела реактивной мощности.

После декомпозиции электрической сети необходимо выбрать целевую функцию, которая позволит количественно подтвердить необходимость проведения КРМ на выделенном участке сети. Компенсация реактивной мощности комплексно воздействует на сеть: снижаются потери активной мощности, увеличивается пропускная способность элементов сети, повышается надёжность функционирования сети, нормализуются уровни напряжения, а в ряде случаев появляется возможность избежать затрат на строительство новых линий, установку дополнительных трансформаторов. Степень воздействия на сеть будет зависеть от места установки компенсирующих устройств (КУ) и их мощности. Отсюда целевая функция описывается следующим функционалом:

$$Ц = f(Q_{КУ}; N_{КУ}), \tag{3.5}$$

где $Q_{КУ}$ - мощность КУ;

$N_{КУ}$ - место установки КУ.

Так как инвестиции в КУ вкладываются в течение одного года, а динамика изменения эксплуатационных издержек одинакова, то в качестве целевой функции целесообразно использовать эквивалентные среднегодовые затраты, как частный случай дисконтированных затрат.

$$З = E \cdot K + И, \tag{3.6}$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капитальные вложения в КУ;

$И$ – эксплуатационные издержки.

В качестве капитальных вложений принимается стоимость КУ с необходимым сопутствующим оборудованием. В эксплуатационные издержки входят затраты на монтаж и эксплуатацию КУ, амортизационные отчисления с дисконтированной нормой амортизации и стоимость потерь активной энергии в сети при передаче и распределении электроэнергии.

Решение задачи оптимальной КРМ приведено на примере неразветвленной сети с двухобмоточными трансформаторами.

После преобразований целевую функцию эквивалентных среднегодовых затрат (*3)* для неразветвленной сети с двухобмоточными трансформаторами можно представить в виде:

$$З = (E + \alpha) \cdot K_0 \cdot Q_{КУi} + c_0 \cdot T \left[\sum_{1}^{n} \frac{P_{ij}^2 + (Q_{ij} - Q_{КУi})^2}{U^2} \cdot R_{ij} + \right.$$

$$\left. + \sum_{1}^{n-1} \frac{P_i^2 + Q^2{}_i}{U^2} \cdot R_{Ti} \right] + \frac{P_n^2 + (Q_n - Q_{КУi})^2}{U^2} \cdot R_{Tn}, \qquad (3.7)$$

где $(E + \alpha)$ – суммарный коэффициент, учитывающий норматив дисконтирования и долю отчислений на амортизацию, монтаж и эксплуатацию КУ;

K_0 – удельные затраты на генерацию 1 квар, руб/квар (рассчитываются путём определения зависимости цены от мощности КУ по прайсам поставщиков);

c_0 – тариф на потери электроэнергии для рассматриваемой сетевой компании, руб/кВт·ч;

T – время работы КУ за год, ч;

Q_{ij} – поток реактивной мощности по ветви ij, начиная с головного участка, который может быть снижен при установке n-го КУ, Мвар;

$Q_{КУi}$ – мощность КУ, устанавливаемого в i-ом узле и влияющего на поток реактивной мощности ветви ij, Мвар;

Q_n – мощность нагрузки узла *n,* к которому возможно подключение КУ, Мвар;

R_{ij} – активное сопротивление участка ij схемы, Ом;

$\boldsymbol{R_{Tn}}$ – активное сопротивление двухобмоточного трансформатора, к шинам которого подключается КУ, Ом.

Для сети с трёхобмоточными трансформаторами или трансформаторами с расщеплёнными обмотками целевая функция имеет аналогичную структуру, изменяются только составляющие, связанные с потоками реактивной мощности, протекающими по обмоткам трансформаторов, которые формируются на основе их схем замещения. При поиске оптимальной степени КРМ в разветвленных магистралях учитываются коэффициенты токораспределения, которые находятся по соотношению активных сопротивлений участков магистрали в соответствии с законами электротехники.

Как показал анализ, методы нелинейного математического программирования обеспечивают требуемую точность оптимизации в условиях полноты и достоверности исходного информационного потока. В качестве метода оптимизации мощности и места установки КУ принят метод условного экстремума. Это обусловлено тем, что при оптимизации целевой функции отсутствуют ограничения. Перекомпенсация в узле может служить формальным признаком того, что сечение воздушной линии (ВЛ) или номинальная мощность трансформатора не соответствуют экономичным условиям эксплуатации. С помощью рассмотренного метода составляется система уравнений следующего вида:

$$\left[\boldsymbol{Q_{КУ}}\right]\cdot\left[\boldsymbol{Y}\right]=\left[\boldsymbol{X}\right], \qquad (3.8)$$

где $\left[\boldsymbol{Q_{КУ}}\right]$ - столбцовая матрица мощностей КУ, Мвар;

$\left[\boldsymbol{Y}\right]$ - квадратная матрица активных сопротивлений, Ом;

$\left[\boldsymbol{X}\right]$ - столбцовая матрица коэффициентов.

Каждое из уравнений системы (3.8) раскрывается следующим образом

$$(E+\alpha)\cdot K_0+c_0\cdot T\left[-\sum_{1}^{n}\frac{R_{ij}(Q_{ij}-Q_{КУi})}{U^2}\cdot R_{ij}-\frac{2(Q_n-Q_{КУ})}{U^2}\cdot R_{Tn}\right]=0. \qquad (3.9)$$

Введём коэффициент A для упрощения системы уравнений. Расчетный коэффициент A для n-го ввода ПС имеет вид:

$$A_n = \frac{\left[(E+\alpha)\cdot K_0 + \Delta P_{УД}\cdot C_{0i}\right]\cdot U^2}{2\cdot C_{0i}}, \qquad (3.10)$$

где U – напряжение источника питания сети, кВ.

Окончательно система уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} A_1 - \sum\left(Q_{ij} - \sum_{i=1}^{n} Q_{КУi}\right)\cdot R_{ij} - \left(Q_1 - Q_{КУ1}\right)\cdot R_{T1} = 0; \\ \ldots \\ A_n - \sum\left(Q_{ij} - \sum_{i=1}^{n} Q_{КУi}\right)\cdot R_{ij} - \left(Q_n - Q_{КУn}\right)\cdot R_{Tn} = 0. \end{cases} \qquad (3.11)$$

Решение данной системы уравнений позволяет получить места установки и мощности КУ, максимально снижающие целевую функцию - ***З.***

После определения места установки и мощности КУ производится выбор числа и типа (марки) серийно выпускаемых КУ и рассчитывается их эффективность для рассматриваемого участка сети. Как уже было отмечено, КУ воздействуют на сеть в комплексе, увеличивая пропускную способность и разгружая элементы распределительной сети, но наиболее всеобъемлющим и важным параметром, подтверждающим эффективность КРМ, являются потери активной мощности (энергии).

Снижение потерь активной мощности в сети после установки КУ в i-м узле можно определить по выражению:

$$\delta\Delta P_i = \Delta P_i - \Delta P_i^{КУ} = \frac{Q_{КУi}\cdot\left[\sum_{i=1}^{n}\left(2\cdot Q_{ij} - Q_{КУi}\right)\cdot R_{ij} + \left(2\cdot Q_i - Q_{КУi}\right)\cdot R_{Ti}\right]}{U^2}, \qquad (3.12)$$

где $\delta\Delta P_i$ - величина снижения активных потерь мощности от установки i-го КУ, МВт;

U – напряжение источника питания ветви, полученное из расчёта режима до КРМ , кВ.

Для подтверждения эффективности вложения инвестиций в КРМ необходим интегральный параметр, позволяющий определить срок возврата средств и возможную прибыль. Так как инвестирование мероприятий по КРМ производится единовременно (в течение одного года), то избран статический показатель – срок окупаемости. По величине данного параметра принимается окончательное решение об установке этого устройства. Расчет срока окупаемости КУ производится по известной формуле:

$$T_{ок} = \frac{Ц_{КУ}}{\left(\delta \Delta P - \Delta P_{УД} \cdot Q_{КУ}\right) \cdot c_0 \cdot T}. \qquad (3.13)$$

Таким образом, получив расчетные значения мест установки, мощности, а так же эффективности КУ производится их ранжирование по срокам закупки и монтажа.

3.6. Алгоритм выбора мест установки и оптимальной мощности КУ

На основе системного подхода все три задачи КРМ объединены в единый алгоритм оптимальной КРМ для распределительных сетевых компаний в условиях неопределённости, который представлен в виде укрупнённой блок-схемы на рисунке 3.16.

Поясняя предложенную блок-схему, необходимо отметить следующее: для потоков низкого качества первым шагом является их достоверизация в случае недостоверных потоков, восстановление в случае неполных потоков, а также получение эквивалентных значений активной и реактивной мощностей, необходимых для КРМ по методикам, изложенным в [37].

Таким образом, исходная информация любого качества приводится к привычному виду для расчёта установившихся режимов. Реализацию метода можно осуществлять с помощью системы компьютерной математики MathCad и любых программ для расчёта установившихся режимов (например, RastrWin).

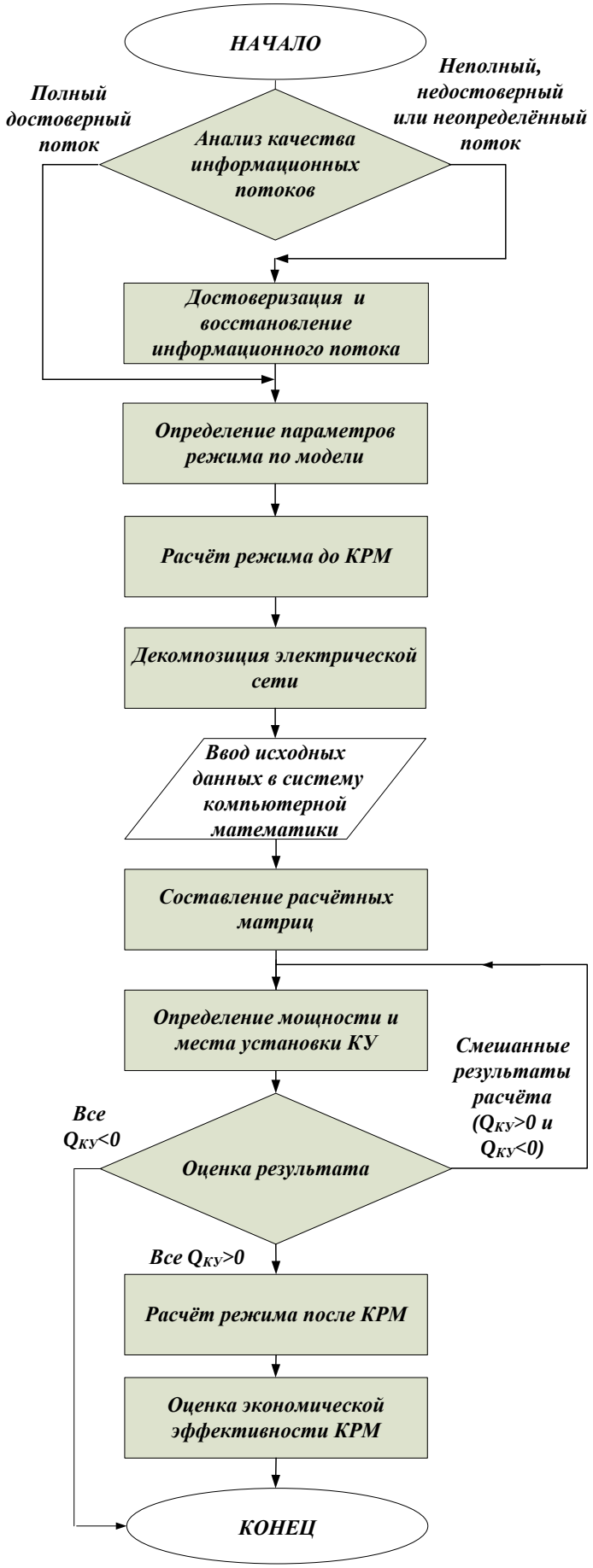


Рис. 3.16. Блок - схема алгоритма оптимальной КРМ

При анализе систем уравнений вида (3.11) для множества схем была выявлена следующая зависимость, позволяющая составлять расчётные матрицы по топологии сети и направлению потоков реактивной мощности. Главная диагональ матрицы **[Y]** (см. уравнение (3.8)) состоит из активных сопротивлений от источника реактивной мощности до питающего узла (по реактивной мощности), остальные элементы матрицы равны параметрам элементов, на которые влияют смежные КУ; элементы матрицы **[X]** состоят из суммы расчетного коэффициента ***A*** для рассматриваемого КУ и суммы произведений потока реактивной мощности по элементу на его активное сопротивление, причём элементы, «входящие» в сумму, разгружаются за счёт установки рассматриваемого КУ. Эта зависимость является формальным признаком, позволяющим легко составлять матрицы **[X]** и **[Y]**.

После получения полного достоверного информационного потока предлагается следующий порядок реализации указанного алгоритма.

1. Рассчитывается и анализируется установившийся режим на день зимнего и летнего контрольных замеров.

2. Производится декомпозиция электрической схемы сети.

Декомпозиция заключается в разделении всей рассматриваемой схемы на расчётные участки. При этом учитывается направление потоков реактивной мощности, так как установленное КУ будет уменьшать подтекающий к узлу поток реактивной мощности (РМ). При декомпозиции схемы 110 кВ первоначально выделяются участки, работающие в режиме одностороннего питания. Следующим шагом является выделение сложнозамкнутых схем и схем с двухсторонним питанием.

Для сложнозамкнутых сетей выделяются участки сети, ограниченные источниками реактивной мощности. Этими источниками могут являться шины ВН станций или шины ПС, направление реактивной мощности которых во всех режимах постоянно.

3. Выявляются узлы (шины подстанций) напряжением 6-10 кВ для определения количества переменных в рассматриваемой подсистеме сети.

Именно с этого класса номинального напряжения начинается решение задачи оптимальной КРМ.

Первоначально КУ предусматриваются на всех ПС, всех вводах при выполнении условий:

расчётный коэффициент реактивной мощности на вводе больше 0,2 ($tg\varphi_{факт} > 0,2$);

предварительная мощность КУ, рассчитанная по коэффициенту реактивной мощности, должна быть больше 100 квар:

$$Q_{КУ} = P_{факт} \cdot (tg\varphi_{факт} - 0,2) \geq 100\ квар, \qquad (3.14)$$

где $P_{факт}$ – среднесуточная мощность ввода, кВт;

$tg\varphi_{факт}$ - коэффициент реактивной мощности, определённый по среднесуточным мощностям в день контрольного замера;

$0,2$ – пороговый коэффициент реактивной мощности.

Данные ограничения сокращают размерность всей системы уравнений. Они основаны на том, что при снижении коэффициента реактивной мощности ниже 0,2 срок окупаемости превышает срок службы КУ (доказано многочисленными расчетами). Аналогичным образом КУ с предварительной мощностью менее 100 квар не принесёт экономического эффекта компании, вследствие большого срока окупаемости.

4. Составляется система уравнений для расчёта мощности КУ.

Количество уравнений соответствует предварительному числу узлов с возможной установкой КУ.

Уравнения имеют вид:

$$A_n - Q_n \cdot R_{Tn} - \sum_{1}^{m} Q_{ij} \cdot R_{ij} + Q_{КУn} \cdot \sum_{1}^{m+1} R_i + \sum_{1}^{k} Q_{КУi} \cdot R_i = 0, \qquad (3.15)$$

где m – число ветвей в схеме, в которых БК влияет на величину потерь;

Q_n - мощность n-го ввода до компенсации;

R_{Tn} - активное сопротивление стороны трансформатора, на которой находится нагрузка;

Q_{ij} - поток реактивной мощности по ветви до компенсации, на который влияет рассматриваемое КУ;

R_{ij} - активное сопротивление участка сети;

$Q_{КУn}$ - мощность рассматриваемого КУ;

R_i - сопротивление участка сети, на поток которого влияет мощность КУ;

$Q_{КУi}$ - мощность КУ другого (соседнего) ввода, влияющая на изменение потока мощности на тех же участках, что и рассматриваемое КУ.

k – количество БК, влияющих на поток реактивной мощности.

Для решения этой системы уравнений составляются матрицы вида:

$$Y = \begin{pmatrix} R_{11} & R_{1k} \\ R_{k1} & R_{kk} \end{pmatrix}, \tag{3.16}$$

где R_{11} – суммарное сопротивление сети от ИП до рассматриваемого $КУ_1$;

R_{1k} - общее суммарное сопротивление сети для $КУ_k$ и $КУ_1$.

$$X = \begin{pmatrix} -A_1 + \sum_1^m Q_{ij} \cdot R_{ij} + Q_1 \cdot R_{T1} \\ -A_k + \sum_1^m Q_{ij} \cdot R_{ij} + Q_k \cdot R_{Tk} \end{pmatrix}, \tag{3.17}$$

где $\sum_1^m Q_{ij} \cdot R_{ij}$ – сумма произведений потоков реактивной мощности по линиям, на поток мощности которых влияет установленное КУ и сопротивлений линий, по которым протекает данный поток РМ;

Q_k - реактивная нагрузка узла, в котором рассматривается установка КУ

R_{Tk} - сопротивление трансформатора, по которому протекает мощность

установленного КУ;

Столбцовая матрица расчётных величин КУ равна $\boldsymbol{Q_{КУ} = Y^{-1} X}$.

Таким образом, составляются уравнения для определения мощности КУ на каждом рассматриваемом вводе.

5. Осуществляется решение полученной системы уравнений с помощью СКМ Mathcad.

Место установки КУ принимается при получении положительного значения, соответствующего месту предварительно заданного КУ. Если же матрица решений имеет отрицательные корни, производится вторая итерация, при которой исключаются уравнения для отрицательных КУ и так далее до тех пор, пока все значения не будут положительными.

6. Определяется снижение потерь в сети после установки КУ по формуле (3.12):

$$\delta \Delta P_n = \frac{Q_{КУn} \cdot \sum \left(2 \cdot Q_{ij} - Q_{КУn} \right) \cdot R_{экij}}{U^2}, \qquad (3.18)$$

где $\delta \Delta P_n$ - величина снижения активных потерь мощности от установки n-го КУ;

$R_{экij}$ - эквивалентное сопротивление ветви сети, на поток мощности которой влияет это КУ;

Q_{ij} – суммарная реактивная нагрузка сети в ветвях, на которые влияет КУ.

7. Определяется срок окупаемости КУ по формуле (3.13).

8. Рассчитывается коэффициент реактивной мощности после компенсации, и выбирается окончательное значение мощности КУ с учетом принятых технических ограничений.

9. Осуществляется переход к сети более высокого класса номинального напряжения и алгоритм повторяется вначале в сети 35 кВ, затем 110 кВ. При

этом учитываются КУ, принятые к установке в сети более низкого класса номинального напряжения.

10. Проверяются коэффициенты реактивной мощности в ветвях схемы 110 кВ, и оценивается целесообразность установки статических источников реактивной мощности напряжением 35-110 кВ.

11. Рассчитываются зимний и летний режимы после КРМ, и осуществляется их анализ.

12. Анализируются уровни напряжения в узлах, и решается вопрос об их оптимизации в случае необходимости с помощью устройств РПН силовых трансформаторов, групповых регуляторов напряжения [33] или путем оптимизации напряжений источников питания или путем установки дополнительных компенсирующих устройств.

Таким образом, оптимизация реактивной мощности начинается с сети 6-10 кВ и заканчивается сетью 110 кВ.

Расчёт оптимальной степени КРМ по приведенной методике продемонстрирован на примере части распределительной сети 110 кВ, приведенной на рис. 3.17.

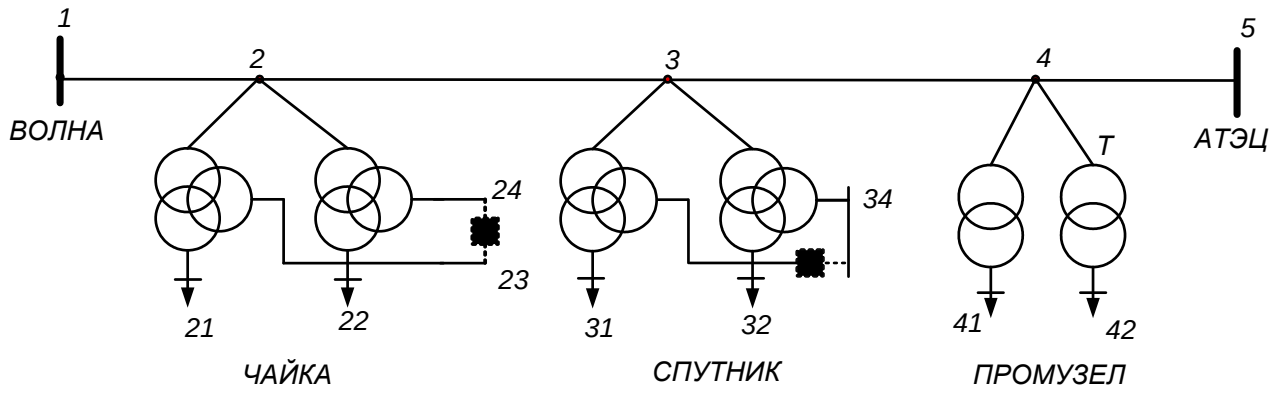


Рис. 3.17. Участок распределительной сети 110 кВ

Полный достоверный массив исходных данных, используемых в расчете оптимальной КРМ в рассматриваемой сети, приведен в таблице 3.12.

Таблица 3.12. Исходные данные для выбора КУ

Наименование ПС		№ узла	P, кВт	Q, квар	$tg\varphi$ до КРМ
Чайка	Т1 35 кВ	23	14223	6969	0,49
	Т2 35 кВ	24	3616	1772	0,49
	Т1 6 кВ	21	3817	420	0,11
	Т2 6 кВ	22	1320	30	0,03
Спутник	Т2 35 кВ	34	10161	2333	0,23
	Т1 6 кВ	31	4550	500	0,11
	Т2 6 кВ	32	5970	1100	0,18
Промузел	Т1 6 кВ	41	5707	1567	0,28
	Т2 6 кВ	42	5153	1373	0,27

Исходя из коэффициентов реактивной мощности до КРМ (таблица 3.12), для данной схемы определено пять возможных узлов установки КУ – узлы 23, 24,34,41,42.

Для участка сети (рисунок 3.17), с учётом направления потока реактивной мощности от первого к пятому узлу матрицы имеют вид:

$$Y = \begin{bmatrix} R_{12}+R_{2_23} & R_{12} & R_{12} & R_{12} & R_{12} \\ R_{12} & R_{12}+R_{2_24} & R_{12} & R_{12} & R_{12} \\ R_{12} & R_{12} & R_{12}+R_{23}+R_{3_34} & R_{12}+R_{23} & R_{12}+R_{23} \\ R_{12} & R_{12} & R_{12}+R_{23} & R_{12}+R_{23}+R_{34}+R_{4_41} & R_{12}+R_{23}+R_{34} \\ R_{12} & R_{12} & R_{12}+R_{23} & R_{12}+R_{23}+R_{34} & R_{12}+R_{23}+R_{34}+R_{4_42} \end{bmatrix}, \quad (3.19)$$

$$X = \begin{bmatrix} -A_{23}+Q_{12}\cdot R_{12}+Q_{23}\cdot R_{2_23} \\ -A_{24}+Q_{12}\cdot R_{12}+Q_{24}\cdot R_{2_24} \\ -A_{34}+Q_{12}\cdot R_{12}+Q_{23}\cdot R_{23}+Q_{23}\cdot R_{3_34} \\ -A_{41}+Q_{12}\cdot R_{12}+Q_{23}\cdot R_{23}+Q_{34}\cdot R_{34}+Q_{41}\cdot R_{4_41} \\ -A_{42}+Q_{12}\cdot R_{12}+Q_{23}\cdot R_{23}+Q_{34}\cdot R_{34}+Q_{42}\cdot R_{4_42} \end{bmatrix}. \quad (3.20)$$

Пользуясь приведенным выше формальным признаком, предложенным для составления матриц, составляется система уравнений для сети, показанной на рисунке 3.17:

$$
\begin{cases}
A_{23}-\left(Q_{12}-Q_{КУ\,23}-Q_{КУ\,24}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{12}-\left(Q_{23}-Q_{КУ\,23}\right)\cdot R_{2_23}=0;\\
A_{24}-\left(Q_{12}-Q_{КУ\,23}-Q_{КУ\,24}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{12}-\left(Q_{24}-Q_{КУ\,24}\right)\cdot R_{2_24}=0;\\
A_{34}-\left(Q_{12}-Q_{КУ\,23}-Q_{КУ\,24}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{12}-\\
-\left(Q_{23}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{23}-\left(Q_{34}-Q_{КУ\,34}\right)\cdot R_{3_34}=0;\\
A_{41}-\left(Q_{12}-Q_{КУ\,23}-Q_{КУ\,24}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{12}-\\
-\left(Q_{23}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{23}-\left(Q_{34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{34}-\left(Q_{41}-Q_{КУ\,41}\right)\cdot R_{4_41}=0;\\
A_{42}-\left(Q_{12}-Q_{КУ\,23}-Q_{КУ\,24}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{12}-\\
-\left(Q_{23}-Q_{КУ\,34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{23}-\left(Q_{34}-Q_{КУ\,41}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{34}-\left(Q_{42}-Q_{КУ\,42}\right)\cdot R_{4_42}=0.
\end{cases}
\tag{3.21}
$$

В результате решения системы уравнений (3.21) определены следующие места установки и мощности КУ, Мвар:

$$
\begin{pmatrix} Q_{КУ\,23}\\ Q_{КУ\,24}\\ Q_{КУ\,34}\\ Q_{КУ\,41}\\ Q_{КУ\,41} \end{pmatrix}=\begin{pmatrix} 2{,}624\\ -1{,}635\\ 2{,}927\\ 1{,}561\\ 1{,}599 \end{pmatrix}.
$$

Так как один из пяти элементов результирующей матрицы получился отрицательным, производится вторая итерация расчёта. При этом исключаются строки и столбцы исходных матриц, отражающие уравнение для отрицательного значения КУ. По итогам расчёта второй итерации получены окончательные значения КУ, Мвар:

$$
\begin{pmatrix} Q_{КУ\,23}\\ Q_{КУ\,34}\\ Q_{КУ\,41}\\ Q_{КУ\,42} \end{pmatrix}=\begin{pmatrix} 2{,}282\\ 2{,}624\\ 1{,}44\\ 1{,}485 \end{pmatrix}.
$$

Выбираются ближайшие к расчётным параметрам серийно выпускаемые КУ, производится расчёт режима после компенсации для определения системного эффекта. Определяются снижение потерь активной мощности (энергии за год) и коэффициенты реактивной мощности после компенсации. Далее произ-

водится технико-экономическая оценка целесообразности установки КУ на каждой ПС по сроку окупаемости. Результаты расчёта сведены в таблицу 3.13.

Таблица 3.13. – Результаты выбора КУ по участку сети 110 кВ и оценка экономического эффекта

Место установки	$Q_{КУрасч,}$	$Q_{КУфакт,}$	$tg\varphi$ *после КРМ*	$T_{ок}$, *лет*
	Мвар	*Мвар*		
ПС Чайка Т1, 35 кВ	1,716	1,8	0,36	3,4
ПС Спутник Т2, 35 кВ	2,139	2,25	0,01	3,5
ПС Промузел Т1, 6 кВ	1,185	1,35	0,03	2,5
ПС Промузел Т2, 6 кВ	1,44	1,35	0,00	2,2

Как видно из таблицы 3.13 $tg\varphi$ после КРМ в некоторых узлах близок нулю, что свидетельствует о несоответствии принятых сечений воздушных линий (ВЛ) экономичному режиму работы (участки ВЛ выполнены проводом М-70 и АС-120). Замена сечений проводов на экономически целесообразные подтвердила этот вывод.

Для всего распределительного сетевого комплекса КРМ проводится в несколько этапов в следующей последовательности.

На первом этапе определяются оптимальные мощности КУ и места их установки в узлах сети 6-10 кВ для снижения перетоков реактивной мощности в сети 35 кВ.

На втором этапе выбираются места установки и мощности КУ для снижения перетоков реактивной мощности в сети 110 кВ. При этом рассматривается целесообразность установки КУ в узлах 6-10 кВ и 35 кВ. Если в результате оптимизации определяется узел напряжением 35 кВ, где целесообразно устанавливать КУ, то необходимо проверить возможность и экономическую обоснованность разнесения полученной мощности КУ напряжением 35 кВ по сети 35 кВ, подключенной к рассматриваемому узлу, при условии установки этих КУ на шинах НН подстанций данной сети, т.е. на напряжении 6-10 кВ. Экономиче-

ская целесообразность установки КУ подтверждается сроком их окупаемости.

На третьем этапе рассматривается изменение режимной ситуации в сети 35-10 кВ после установки КУ на шинах 6-10 кВ подстанций, и оценивается целесообразность выполнении КРМ на II и III уровнях. Также оценивается возможность управления потоками реактивной мощности в сети 110 кВ путем изменения напряжения на шинах источников питания.

Практические рекомендации по оптимальному управлению уровнем потерь в распределительной сети путем компенсации реактивной мощности

1. Установка КУ в сильном узле – узле, в котором изменения параметров режима в широких пределах не приводят к существенному изменению режимной ситуации и практически не влияют на результаты КРМ, не дает значимого эффекта, даже если коэффициент реактивной мощности в нем превышает предельно допустимое значение, установленное в [26]. Компенсирующее устройство, установленное в этом узле, будет окупаться более 20 лет. Такой узел исключается из управления уровнем потерь электроэнергии.

2. Любое управляющее воздействие в сильном узле практически не влияет на режимную ситуацию в схеме сети в целом.

3. Если ненаблюдаемая подстанция, например, ведомственная, является сильным узлом, то для расчета и анализа режима, компенсации реактивной мощности достаточно задать ее нагрузку произвольно, например, по оптимальному коэффициенту загрузки и номинальной мощности трансформатора.

4. Сильные узлы можно эквивалентировать, в результате чего сокращается число узлов и ветвей в графе сети, используемых для расчета режима, а точность расчета остается той же.

5. Для получения большего эффекта от компенсации реактивной мощности, снижения суммарной мощности КУ в сети и их общей стоимости, управляемые КУ нужно устанавливать в слабых местах, т.е. в узлах и ветвях, параметры режима в которых являются сенсорами. Установка в таком узле КУ даже меньшей мощности позволит получить более сильные изменения величины по-

терь электроэнергии в сети в целом и напряжений в узлах, чем в узле, не являющемся слабым местом и имеющем больший коэффициент мощности;

6. В слабых местах необходима установка счетчиков активной и реактивной энергии с большей точностью, т.к. погрешность задания нагрузки в них приводит к значительной погрешности результатов расчета режимов, потерь мощности и энергии, смещает результаты компенсации реактивной мощности в неоптимальную область.

3.7. Влияние КРМ на эксплуатационные издержки в сети

Управление потоками реактивной мощности воздействует на электрическую сеть через три основные составляющие: снижение токовой загрузки элементов сети, уменьшение потерь активной энергии и снижение потерь напряжения в сети. Такое воздействие приводит к снижению всех составляющих эксплуатационных издержек распределительных сетевых компаний, что хорошо видно из рис. 3.18.

Рис. 3.18. Влияние КРМ на составляющие эксплуатационных отчислений

На рис. 3.18 показано:

$\delta И_a$ - снижение амортизационных отчислений за счёт увеличения срока службы изоляции;

$\delta И_{р.о.}$ - снижение отчислений на ремонт и обслуживание оборудования;

$\delta И_{\Delta W}$ - снижение издержек на покрытие технических потерь активной энергии.

Снижение амортизационных отчислений в результате компенсации реактивной мощности показано на примере силовых трансформаторов, т.к. тепловому старению наиболее подвержена изоляция силовых трансформаторов. Снижая токовую нагрузку силовых трансформаторов, КРМ приводит к увеличению их срока службы, а, следовательно, снижению амортизационных отчислений.

Относительное изменение амортизационных отчислений (в о.е.) в результате КРМ можно определить по выражению:

$$\delta И_a = 1 - 2^{-(T_1 - T_2)\Delta T}, \qquad (3.22)$$

где T_1 и T_2 – соответственно температура обмотки силового трансформатора до ввода управляющего воздействия и после ввода управляющего воздействия – компенсации реактивной мощности;

ΔT – повышение температуры, вызывающее сокращение срока службы изоляции в 2 раза (принимается равной 10^0С).

Температура обмотки в наиболее нагретой точки равна

$$T_{1(2)} = \vartheta_{M1(2)} + (g + \varepsilon)(k_{з1(2)})^{2m}, \qquad (3.23)$$

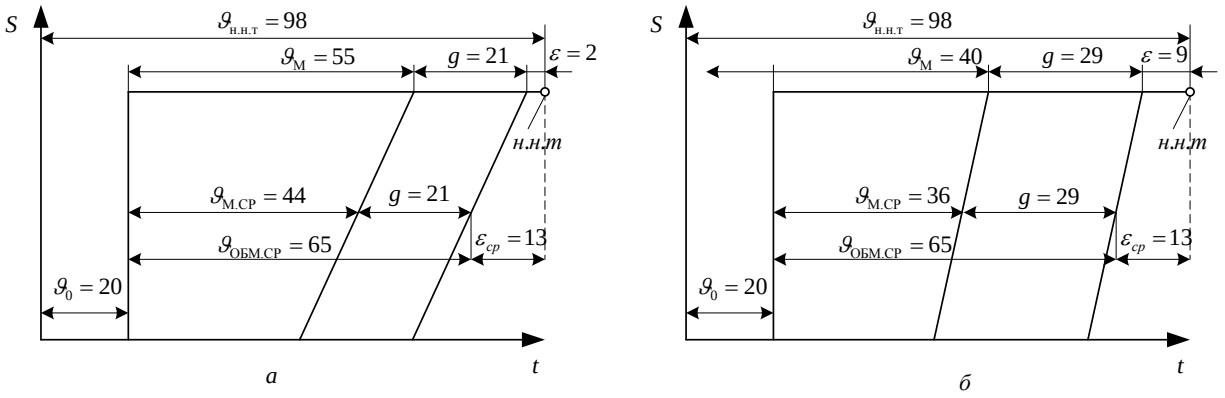
где индекс 1 относится к параметрам до КРМ, а индекс 2 – после КРМ;

$\vartheta_{M1(2)} = \Delta P_{1(2)}{}^{m}$- температура масла трансформатора до (1) и после КРМ (2). Здесь $\Delta P_{1(2)}$ - суммарные потери мощности в силовом трансформаторе соответственно до (1) и после КРМ (2);

g, ε – коэффициенты, получаемые из тепловой диаграммы трансформатора (рис. 3.19);

$k_{з1(2)}$ – коэффициент загрузки силового трансформатора до (1) и после (2) КРМ;

m - коэффициент, принимаемый по рекомендациям МЭК равным m = 0,8 для трансформаторов с системами охлаждения М, m = 0,9 для системы Д и m = 1 для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц.



а – с системами М и Д б – с системами ДЦ и Ц

Рисунок 3.19 – Тепловые диаграммы трансформаторов с различными системами охлаждения

После расчёта $\delta И_a$ в относительных единицах определяется его значение в денежном выражении:

$$\Delta И_a = \delta И_a \cdot И_{a1}$$

Здесь $И_{a1}$ – амортизационные отчисления для силового трансформатора до ввода управляющего воздействия – КРМ.

Снижение суммарных отчислений на ремонт и обслуживание в результате КРМ можно определить по выражению

$$\Delta И_{р.о} = \delta И_{р.о.} \cdot И_{р.о.1}, \qquad (3.24)$$

где $И_{р.о.1}$ – отчисления на ремонт и обслуживание до КРМ.

Относительное уменьшение издержек на ремонт и обслуживание элемента сети ($\delta И_{р.о.}$) равно

$$\delta И_{р.о.} = \frac{-\alpha_{р.о.вн.план}}{\alpha_{р.о.план} + \alpha_{р.о.вн.план}} \qquad (3.25)$$

Здесь $\alpha_{р.о.\ план.}$ и $\alpha_{р.о.\ вн.\ план.}$ - соответственно доля отчислений от капитальных вложений на плановые и внеплановые ремонты.

То есть приведенное относительное снижение отчислений на ремонт и обслуживание будет показывать долю так называемых внеплановых ремонтов, которые исключаются после КРМ, от суммарных отчислений на ремонт и обслуживание элемента сети.

Так, для силовых трансформаторов

$$\alpha_{р.о.вн.план} = 0,03(1 - \frac{k_{з2}}{k_{з1}})$$

0,03 – процент отчислений на ремонт трансформаторов от капитальных вложений в о.е. [40].

Снижение издержек на потери энергии на рассматриваемом участке распределительной сети определятся снижением потерь мощности после введения управляющего воздействия - проведения КРМ, и определяется по выражению

$$\delta И_{\Delta W} = (\Delta P_1 - \Delta P_2) \cdot C_0 \cdot T_Г, \qquad (3.26)$$

где ΔP_1 - потери мощности в режиме максимальных нагрузок до компенсации реактивной мощности, кВт;

ΔP_2 - потери мощности в режиме максимальных нагрузок после компенсации реактивной мощности, кВт;

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, руб./кВт·ч;

$T_Г$ – число часов в году, ч.

Компенсация реактивной мощности оказывает влияние и на надежность сети.

Вероятность аварийного ограничения (отказа) потребителей равна:

$$q_\Sigma = q_{вн} + q_{пост}, \qquad (3.27)$$

где $q_{вн}$ - вероятность внезапного отказа элемента или участка сети;

$q_{пост}$ - вероятность постепенного отказа элемента или участка сети.

Снижение вероятности внезапного отказа, вызванное КРМ, можно представить в виде

$$\Delta q_{вн} = 1 - e^{-\frac{t}{T}} - \left(1 - e^{-\frac{t}{T+\Delta T}}\right), \qquad (3.28)$$

где T – время безаварийной работы элемента;

ΔТ – увеличение времени безаварийной работы элемента за счет КРМ.

Изменение вероятности постепенных отказов за период нормальной эксплуатации за счет КРМ определяется по выражению:

$$\Delta q_{пост} = (\lambda_1(t) - \lambda_2(t)) \cdot t_B, \qquad (3.29)$$

где $\lambda_1(t)$, $\lambda_2(t)$ – соответственно интенсивность отказов элемента до (1) и после (2) КРМ за 25 лет;

t_B - среднее время восстановления элемента.

Зная снижение вероятности аварийного ограничения потребителя, можно определить и снижение ущерба от перерыва в электроснабжении.

Так, на одной из ПС при степени компенсации реактивной мощности равной 0,69, увеличение срока службы изоляции силового трансформатора за счет КРМ происходит на 2,6 года, а изменение интенсивности отказа на 17%.

На другой ПС после КРМ снижение интенсивности постепенных отказов составляет 15,7 % при увеличении срока службы на 7 лет.

Приведем пример.

На ПС 110 кВ «Амурская» установлены трансформаторы 2х10 МВА. Нагрузка на стороне НН трансформатора Т1 ПС «Амурская» до КРМ была 8,89+j 2,153 МВА, а после установки КУ мощностью 1,35 МВар стала равна 8,89+j 0,79 МВА.

В результате расчетов получены потери мощности в трансформаторе Т1 до КРМ - 61,7 кВт, после КРМ - 60,80 кВт.

Далее определяется температура наиболее нагретой точки трансформатора. До КРМ эта температура равна:

$$T_1 = \vartheta_{обм.н.н.т1} = \vartheta_{M1} + (g + \varepsilon)(k_{з1})^{2m} = 60{,}44^0\ C,$$

а после КРМ она равна:

$$T_2 = \vartheta_{обм.н.н.т2} = \vartheta_{M2} + (g + \varepsilon)(k_{з2})^{2m} = 59{,}03^0\ C.$$

Определяется годовое относительное снижение амортизационных отчислений для трансформатора Т1:

$$\delta И_a = 1 - 2^{-(T_1 - T_2)/10} = 0,093$$

При пересчёте в абсолютные единицы это составит 67,21 тыс. руб. в год.

Для определения снижения ущербов от перерывов электроснабжения определяется снижение интенсивности постепенных и внезапных отказов. Определение величины сокращения ущербов сводится к пересчету снижения вероятности простоя потребителя в стоимостные показатели. Согласно результатам расчётов снижение вероятности внезапных отказов составит $1{,}045 \cdot 10^{-5}$, а среднее снижение вероятности постепенных отказов составит

$$q_{пост} = M\left[\lambda_1(t) - \lambda_2(t)\right] \cdot t_B = 1{,}705 \cdot 10^{-4}.$$

Изменение ущерба за счёт снижения вероятности отказов после КРМ равно

$$dУ = y_0 \cdot P_{треб} \cdot q_{доп} \cdot T_Г = 509 \text{ тыс. руб. в год}$$

Удельный ущерб для потребителей рассматриваемой ПС, согласно их структуре, равен 1,42 у.е.

Относительное снижение отчислений на ремонт и обслуживание трансформаторов с учётом того, что коэффициент загрузки трансформатора Т1 до КРМ равен 0,915, а после КРМ - 0,892 составляет

$$\alpha_{р.о.вн.план} = 0,03 - 0,03 \cdot \frac{k_{з2}}{k_{з1}} = 0,029,$$

и в денежно выражении равно $\Delta И_{р.о.} =$ 13,17 тыс. руб. в год

По приведенной методике была проведена оценка влияния КРМ на эксплуатационные издержки одного из структурных предприятий Приморского края. Суммарное снижение эксплуатационных издержек составило 8363 тыс. руб. в год, что подтверждает целесообразность использования КРМ для управления уровнем потерь электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема экономии электроэнергии – одна из важнейших, определяющих состояние не только энергетики, но и всех отраслей народного хозяйства. Экономия электроэнергии означает, прежде всего, снижение ее потерь во всех звеньях электрических сетей. В связи с развитием рыночных отношений значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. В то же время появляются новые технологии – технологии интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивными сетями, которые можно использовать для эффективного решения рассматриваемой проблемы.

В активно-адаптивных электрических сетях степень неопределенности будет возрастать, следовательно, методология управления уровнем потерь электроэнергии должна строиться на системном подходе.

Приведена концепция управления уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях. Основа этой концепции – системный анализ. Концептуальная модель управления уровнем потерь электроэнергии строится на следующих базовых принципах: нормативный; информационный; технологический; экономический; менеджмент.

Отправной точкой управления уровнем потерь электроэнергии является структурный анализ потерь. Структурный анализ потерь электроэнергии полагает введение новых признаков классификации и более глубокую детализацию составляющих потерь электроэнергии, в том числе выделение потерь от низкого качества электроэнергии с целью включения этой составляющей в тарифы с выделением ответственности субъектов рынка за ухудшение качества электроэнергии. Его итого является выявление очагов повышенных потерь.

В качестве одного из мощных управляющих воздействий, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии, является компенсация реактивной мощности. Показано, как ее осуществлять в распределительных электрических сетях. Приведена методика выбора узлов сети для подключения активных элементов, управляющих уровнем потерь в электрической сети.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике [Текст] / под общей ред. Ю. Н. Руденко, В. А. Семенова. – М. : Издательство МЭИ, 2000. – 648 с.

2. Алгоритмы распределения потерь между участниками оптового рынка электроэнергии [Текст] / Б. И. Аюев, П. М. Ерохин, А. В. Паздерин, Т. Ю. Паниковская // Проблемы управления электроэнергетикой в условиях конкурентного рынка : вестник УГТУ-УПИ. – Екатеринбург: Изд-во УГТУ–УПИ. – 2005. – С. 61–69.

3. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем [Текст] / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм и др. – Новосибирск : Наука ; Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 256 с.

4. Анфилатов, В. С. Системный анализ в управлении [Текст] / В. С. Анфилатов, А. А. Емельянов, А. А. Кукушкин. – М. : Финансы и статистика, 2002. – 368 с.

5. Арзамасцев, Д. А. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях [Текст] / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. – М. : Высшая школа, 1989. – 127 с.

6. Бартоломей П. И. Наблюдаемость распределения потоков электрической энергии в сетях [Текст] / П. И. Бартоломей, А. В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2004. – № 9–10. – С. 24–33.

7. Бендат, Дж. Применение корреляционного и спектрального анализа [Текст] : [пер. с англ.] / Дж. Бендат, А. Пирсол. – М. : Мир, 1983. – 312 с.

8. Бердников, Р. Н. Потери на передачу в условиях развития оптового рынка электроэнергии [Текст] / Р. Н. Бердников, В. Э. Воротницкий, К. Петров // Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – 2004 : сб. докл Международного научно-техн. семинара. – М. : НЦ ЭНАС, 2004.

9. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей и ее инженерные приложения [Текст] / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – М. : Высш. шк., 2000. – 480 с.

10. Вентцель, Е. С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения [Текст] / Е. С. Вентцель, Л. А. Овчаров. – М. : Высш. шк., 2000. – 383 с.

11. Воропай, Н. И. Проблемы обоснования развития электроэнергетических систем в рыночных условиях [Текст] / Н. И. Воропай // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов : сборник трудов третьей Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. унив., 2003. – Т. 1. – С. 11–15.

12. Воротницкий, В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях. Ситуация в России. Зарубежный опыт анализа и снижения [Текст] : монография / В. Э. Воротницкий – М.: Науч.-исслед. ин-т электроэнергетики, 2007 (М.). - 72 с.

13. Воротницкий, В. Э. Основные направления снижения потерь электроэнергии в электрических сетях на краткосрочную и долгосрочную перспективу [Текст] / В. Э. Воротницкий // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III международной научно–практической конференции. - Екатеринбург, 2008. – Т. 2.

14. Воротницкий, В. Э. Расчет, нормирование и снижение потерь в электрических сетях [Текст] / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина. – М. : ИПК госслужбы, 2003. – 64 с.

15. Гамм, А. З. Наблюдаемость электроэнергетических систем [Текст] / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – М. : Наука, 1990. – 220 с.

16. Гамм, А. З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах [Текст] / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – Иркутск : СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с.

17. Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов [Текст] / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

18. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов [Текст] / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с.

19. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. – Утверждена

приказом Минэнерго России 30.12.2008. № 326. (в ред. приказа Минэнерго РФ от 01.02.2010 N 36).

20. Красник, В. В. 102 способа хищения электроэнергии [Текст] / В. В. Красник. – М. : ЭНАС, 2008. – 160 с.

21. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid :моногр. [Текст] / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

22. Матричное распределение потерь мощности в электрических сетях [Текст] / В. П. Обоскалов, Н. Л. Кирпикова, Н. Ю. Коробейников, В. В. Кирпиков // Энергосистема: управление, конкуренция, образование: сборник докладов III международной научно–практической конференции. - Екатеринбург, 2008. – Т. 2. – С. 228–233.

23. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям [Текст] / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина и др. – М. : НЦ ЭНАС, 2006. – 167 с.

24. Мясоедов, Ю. В. Повышение точности учета электроэнергии в сетях энергосистем и предприятий [Текст] : моногр. / Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Изд-во Амурского государственного университета, 2003. – 194 с.

25. О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии [Текст] : Циркуляр № 01-99 : Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России”. – М., 1999.

26. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии [Текст]. – Приказ министерства промышленности и энергетики РФ 22 февраля 2007. – № 49.

27. Осика, Л. К. Коммерческий и технический учет электрической энергии на оптовом и розничном рынках: теория и практические рекомендации [Текст] / Л. К. Осика. – Санкт-Петербург : Политехника, 2005. – 360 с.

28. Основные положения (концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030г [Текст]. – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008.

29. Оценка чувствительности целевой функции компенсации реактивной мощности к достоверности и полноте исходной информации [Текст] / Н. В. Савина, А. А. Казакул, Я. В. Кривохижа, А. С. Сергеев // Вестник Амурского государственного университета. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2008. – Вып. 41. – С. 58–64.

30. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах [Текст] / А.З. Гамм, И.Н. Колосок. – Новосибирск: Наука, 2000. – 152 с

31. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем [Текст] / под ред. В. Н. Казанцева. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.

32. Правила устройства электроустановок [Текст]. – С.-Пб.:Изд-во ДЕАН, 2008. – 704 с.

33. Савина, Н.В. Управление потоками реактивной мощности в активно-адаптивных электрических сетях: учебное пособие [Текст] / Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 61 с.

34. Савина, Н. В. Влияние качества электроэнергии на погрешность измерительных трансформаторов тока и напряжения [Текст] / Н. В. Савина, М. А. Сухомесов // Электричество. – 2008. – №11. – С. 6–11.

35. Савина, Н. В. Оценка сопротивления токопроводов энергоемких предприятий при несинусоидальности и несимметрии в сети [Текст] / Н. В. Савина // Известия Академии наук. Энергетика. – 2008. – №4. – С. 63–68.

36. Савина, Н. В. Результирующая погрешность измерительного комплекса электроэнергии при ухудшении ее качества [Текст] / Н. В. Савина, М. А. Сухомесов // Электрические станции. – 2008. – № 6. – С. 48–54.

37. Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях [Текст] : моногр. / Н. В. Савина ; отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск : Наука, 2008. – 228с. – 500 экз. – ISBN 978–5–02–023222–8.

38. Савина, Н. В. Эквивалентирование активных и реактивных сопротивлений при несинусоидальных и несимметричных режимах [Текст] / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов // Problemy elektroenergetyki : III Miedzynarodowe seminarium. – Lodz, 2002. – P. 129–135.

39. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности / сост. Я. Т. Загорский, У. К. Курбангалиев. – М. : НЦ ЭНАС, 1999. – 338 с.

40. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д. Л. Файбисовича. -3-е изд., перераб. и доп. -М. : ЭНАС, 2009. -391 с.

41. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года : офиц. текст : утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р. – 115 с.

42. Электротехнический справочник [Текст] : [в 4 т.] // Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. В. Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М. : МЭИ, 2002. – Т. 3. – 964 с.

43. A loss minimum re-configuration algorithm of distribution systems under three-phase unbalanced condition [Электронный ресурс] / T. Tanabe, T. Funabashi, K. Nara, Y. Mishima, R. Yokoyama // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Pittsburgh, 2008. – Digital Object Identifier : 10.1109/PES.2008.4596121. – URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpl/mostRecentIssue.jsp?punumber=4584435. – 12.08.2008.

44. Application of Genetic Algorithm for the Reduction of Reactive Power Losses in Radial Distribution System [Электронный ресурс] / P. Nallagownden, L. T. Thin и др. // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Putra Jaya, 2007. – Digital Object Identifier : 10.1109/PECON.2006.346623. – URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4154467. – 16.04.2007.

45. Caicedo, N. G. Loss reduction in distribution networks using concurrent constraint programming [Электронный ресурс] / N. G. Caicedo, C. A. Lozano и др. // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Ames, 2005. – 17.01.2005.

46. Hammons, T. J. International practices for methods and techniques for energy loss minimization worldwide [Электронный ресурс] / T. J. Hammons, L. L. Lai, K. P. Wong // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Pittsburgh, 2008. – Digital

Object Identifier : 10.1109/PES.2008.4596036. – URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=4596036. – 12.08.2008.

47. Savina, N. V. Estimation of the influence of low electric power quality on buses resistance of the industrial currentlines [Текст] / N. V. Savina, Y. V. Myasoedov // Electrical Power Quality and Utilization : proceedings of the 7th International Conference EPQU. – Cracow, Poland, 2003. – P. 233–237.

48. Savina, N.V. Optimal compensation of reactive power in distribution nets as means of voltage regulation [Электронный ресурс] / N.V. Savina, Y. V. Krivohizha, Y. V. Myasoedov // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Lodz, 2009. – URL: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?reload=true&arnumber =5318828. – 06.11.2009.

49. Savina, N.V. The integrated assessment of power loses in power supply systems caused by poor power quality [Электронный ресурс] / N.V. Savina, // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Lodz, 2009. – URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?reload=true&arnumber=5318830. – 06.11.2009.

50. Simulation of losses in LV cables due to nonlinear loads [Электронный ресурс] / J. Desmet, G. Vanalme, R. Belmans, D. Van Dommelen // ieeexplore.ieee.org : digital library. – Rhodes, 2008. – Digital Object Identifier : 10.1109/PESC.2008.4592025. – URL : http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber =4592025. – 08.08.2008.

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Савина Наталья Викторовна,

зав. кафедрой энергетики АмГУ, доктор техн. наук, профессор

Управление уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях. Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60х84/16. Усл. печ. л. 7,13. Тираж 100. Заказ 660

Отпечатано в типографии АмГУ