

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Кузбасский государственный технический университет
имени Т.Ф. Горбачева»

На правах рукописи



Беляевский Роман Владимирович

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ
ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Специальность 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
старший научный сотрудник
Ефременко В.М.

Кемерово – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	11
1.1. Характеристика электросетевого комплекса территориальных сетевых организаций	11
1.2. Структура технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях территориальных сетевых организаций	16
1.3. Анализ нормативно-правовой базы в области нормирования и снижения потерь электроэнергии и компенсации реактивной мощности	20
1.4. Анализ мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях	26
1.5. Выводы	32
2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	33
2.1. Влияние реактивной мощности на параметры распределительных сетей 6–10 кВ	33
2.2. Исследование процесса потребления реактивной мощности асинхронными двигателями и силовыми трансформаторами	36
2.3. Анализ зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки асинхронных двигателей	38
2.4. Анализ зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки трансформаторов	44

2.5. Исследование влияния свойств электротехнической стали на потери холостого хода трансформаторов	49
2.6. Анализ коэффициента загрузки силовых трансформаторов в распределительной сети территориальной сетевой организации .	51
2.7. Оценка эффективности организационных мероприятий по компенсации реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами	55
2.8. Выводы	60
3. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.	62
3.1. Описание задачи оптимизации размещения компенсирующих устройств с позиции системного подхода	62
3.2. Многоуровневая иерархическая модель оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций	64
3.3. Формулировка задачи оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций	68
3.4. Выбор метода оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций	71
3.5. Оптимизация размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций на основе метода неопределенных множителей Лагранжа	77
3.6. Способы размещения компенсирующих устройств в электрических сетях.	80

3.7. Разработка алгоритма оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций на основе метода неопределенных множителей Лагранжа	82
3.8. Выводы	88
4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ.	90
4.1. Использование пакета MATLAB Simulink для имитационного моделирования электрических сетей	90
4.2. Разработка имитационной модели распределительной сети территориальной сетевой организации	91
4.3. Оптимизация размещения компенсирующих устройств в распределительной сети на стороне 6 кВ	99
4.3. Оптимизация размещения компенсирующих устройств в распределительной сети на стороне 0,4 кВ	104
4.4. Оценка экономического эффекта результатов оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительной сети территориальной сетевой организации	109
4.5. Выводы	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	117
ПРИЛОЖЕНИЯ	128

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Энергосбережение и повышение энергоэффективности являются одним из важнейших направлений модернизации экономики России. Они входят в перечень приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации. Актуальность проблем энергосбережения и повышения энергоэффективности в нашей стране обусловлена высокой энергоемкостью валового внутреннего продукта (ВВП), которая в 3,5–5 раз превышает аналогичные показатели развитых стран. Вместе с тем, Указом Президента РФ от 04.06.2008 № 889 и Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусмотрено снизить энергоемкость ВВП к 2020 году не менее чем на 40 %. Снижение данного показателя в значительной мере должно быть достигнуто за счет реализации потенциала энергосбережения в электросетевом комплексе.

За последние несколько лет, в результате прошедшей в России реформы электроэнергетики, возникло большое количество территориальных сетевых организаций (ТСО), которые оказывают услуги по передаче электрической энергии потребителям. При этом большинство ТСО отличается низкой энергоэффективностью, что выражается в высоких потерях электроэнергии в электрических сетях, а также в значительном износе сетевого оборудования.

Существенное влияние на потери электроэнергии в распределительных сетях 6–10 кВ (РС) ТСО оказывает протекающая по ним реактивная мощность. В результате в отдельных сетях потери электроэнергии достигают 40 %. Как следствие, имеют место сверхнормативные потери, оплачивать которые необходимо из прибыли ТСО. Поэтому энергосбережение и повышение энергоэффективности в РС ТСО является актуальной задачей, необходимость решения которой обусловлена различными техническими и экономическими причинами.

Степень разработанности. Проблемой снижения потерь электроэнергии в электрических сетях занимались В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев, Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч, М.И. Фурсанов и др. В их работах рассматривается структура фактических потерь электроэнергии, описываются методы расчета и нормирования потерь и выбор мероприятий по их снижению.

Вопросам компенсации реактивной мощности (КРМ) также посвящено большое количество отечественных и зарубежных работ. Значительный вклад в решение задачи КРМ внесли Д.А. Арзамасцев, В.А. Веников, С.М. Гительсон, Ю.С. Железко, Г.М. Каялов, И.Н. Ковалев, Б.А. Константинов, В.В. Красник, Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч, В.Т. Федин, E. Acha, V. Baran, M. Delfanti и др.

Однако несмотря на большой объем проведенных исследований как в области снижения потерь электроэнергии, так и в части КРМ, следует отметить, что в них отсутствуют детальные исследования структуры технологических потерь в РС ТСО, а задача оптимизации размещения компенсирующих устройств (КУ) решается, в основном, на уровне сетей энергосистемы и промышленных предприятий и не учитывает особенностей, характерных для РС ТСО.

Цель работы заключается в снижении потерь электроэнергии в РС ТСО и повышении их энергоэффективности при оптимизации потребления реактивной мощности.

Идея работы состоит в разработке организационных и технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии в РС ТСО за счет оптимизации размещения КУ, управления реактивной мощностью и повышения эффективности режимов работы сетевого оборудования.

Основные задачи исследования:

1. Анализ влияния реактивной мощности на пропускную способность, потери электроэнергии и потери напряжения в РС ТСО.

2. Исследование процессов потребления реактивной мощности в асинхронных двигателях и силовых трансформаторах.

3. Анализ существующих подходов к размещению КУ в электрических сетях и обоснование наиболее приемлемого метода оптимизации их размещения в РС ТСО.

4. Разработка алгоритма оптимизации размещения КУ в РС ТСО.

5. Построение имитационной модели РС ТСО и оценка с ее помощью эффективности разработанного алгоритма.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Впервые получены зависимости относительного изменения пропускной способности, потерь электроэнергии и потерь напряжения при изменении коэффициента реактивной мощности в РС ТСО.

2. Уточнены диапазоны нагрузок, при которых целесообразно производить замену малозагруженных асинхронных двигателей и силовых трансформаторов, отличающиеся от принятых на практике меньшим критическим значением коэффициента загрузки.

3. Предложен алгоритм оптимизации размещения КУ в РС ТСО, основанный на методе неопределенных множителей Лагранжа, отличающийся от известных алгоритмов предварительной оценкой коэффициентов загрузки силовых трансформаторов с использованием зависимостей $\text{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$.

4. Разработана имитационная модель РС ТСО, отличающаяся от известных моделей возможностью осуществлять управление реактивной мощностью в сети в зависимости от коэффициентов загрузки силовых трансформаторов.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в том, что разработанный алгоритм оптимизации размещения КУ и управления потреблением реактивной мощности обеспечивает снижение потерь электроэнергии в РС ТСО.

Имитационная модель РС ТСО позволяет производить выбор мощности и мест установки КУ в проектируемой и существующей электрической сети с целью минимизации потерь электроэнергии, а также осуществлять управление реактивной мощностью в зависимости от коэффициента загрузки силовых трансформаторов.

Полученные результаты могут быть использованы при разработке программ энергосбережения в электросетевом комплексе.

Методология и методы исследования. Проведенные исследования основывались на общих положениях теории электрических цепей, методах математической статистики, аналитическом методе исследования функциональных зависимостей, теории многоуровневых иерархических систем, методе неопределенных множителей Лагранжа, имитационном моделировании.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. При увеличении коэффициента реактивной мощности относительные значения пропускной способности, потерь электроэнергии и потерь напряжения в РС ТСО изменяются в кубической зависимости.

2. Критические значения коэффициентов загрузки асинхронных двигателей и силовых трансформаторов, при которых происходит резкое увеличение относительной величины потребляемой ими реактивной мощности, зависят от их конструктивного исполнения и материала магнитопровода и имеют более низкие значения по сравнению с принятыми на практике.

3. Предложенный алгоритм оптимизации размещения КУ на основе метода неопределенных множителей Лагранжа позволяет получить оптимальное распределение реактивных мощностей в РС ТСО с учетом предварительной оценки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов с использованием зависимостей $\operatorname{tg}\varphi_{\tau} = f(\beta)$.

4. Разработанная имитационная модель РС ТСО позволяет осуществлять управление реактивной мощностью в сети в зависимости от коэффициентов загрузки силовых трансформаторов.

Степень достоверности научных положений подтверждается применением современных математических методов оптимизации и экспериментальной проверкой теоретических выводов на имитационной модели РС ТСО, построенной на основании фактических данных о нагрузках сети, полученных по показаниям приборов учета.

Личный вклад автора заключается в выполнении основного объема исследований, изложенных в работе, в обработке, анализе, обобщении полученных результатов и формулировке выводов, а также в личном участии в апробации результатов исследования и подготовке основных публикаций по выполненной работе.

Реализация выводов и рекомендаций работы. Результаты работы использованы при выполнении проекта «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования электрической энергии», выполненного в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на период 2009-2013 годы» при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, соглашение №14.В37.21.2073 от 14.11.2012.

Основные научные результаты диссертационной работы внедрены и находят практическое применение в территориальной сетевой организации ООО «Железобетон-сервис». К их числу относятся алгоритм оптимизации размещения КУ и управления реактивной мощностью, рекомендации по проведению организационно-технических мероприятий по компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международной молодежной конференции «Энергосберегающие технологии» (Томск, 2011 г.), I–X Международной научной заочной конференции «Актуальные во-

просы современной техники и технологии» (Липецк, 2010–2013 гг.), XLI– XLII Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием) с элементами научной школы для молодежи «Федоровские чтения» (Москва, 2011–2012 гг.), XIV Международной научно-практической конференции «Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири» (Кемерово, 2012 г.), 6–8-й Международной Конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики «Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики» (Тула – Донецк – Минск, 2010–2012 г.), V–IX Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (Казань, 2010–2014 гг.), II–VII Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых «Россия молодая» (Кемерово, 2010–2015 гг.) и др.

Публикации. Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 50 печатных работах, из них 12 в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень, рекомендованный ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 102 наименований. Работа изложена на 132 страницах машинописного текста и содержит 37 рисунков, 7 таблиц и 2 приложения.

1. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

1.1. Характеристика электросетевого комплекса территориальных сетевых организаций

В настоящее время в составе электросетевого комплекса Российской Федерации действует более 3000 территориальных сетевых организаций, на долю которых приходится около 30 % рынка электросетевых услуг [1]. В эксплуатации ТСО находятся, в основном, распределительные сети напряжением 0,4–6(10) кВ.

На рисунке 1.1 приведена типовая однолинейная схема РС ТСО.

Электрическую энергию ТСО получают от районных подстанций на напряжении 6(10) кВ, в основном, по кабельным линиям электропередачи. Распределение электроэнергии также осуществляется по кабельным линиям через РУ-6(10) и(или) ЦРП-6(10) кВ.

Потребители ТСО получают электроэнергию от трансформаторных подстанций напряжением 6(10)/0,4 кВ. Основу подстанций составляют силовые трансформаторы средних номинальных мощностей 100–1000 кВА. Они применяются для питания преимущественно промышленных потребителей. Также в некоторых случаях имеет место смешанная нагрузка, когда от одного трансформатора питаются как собственные, так и сторонние потребители ТСО.

Основными потребителями ТСО являются малые производственные предприятия, административные и офисные здания и прочие организации, имеющие, как правило, односменный график работы, а также население и приравненные к ним категории потребителей. Электроснабжение большинства потребителей ТСО осуществляется по магистральной схеме, поэтому на подстанциях используются схемы электрических соединений с РУ-6(10) кВ.

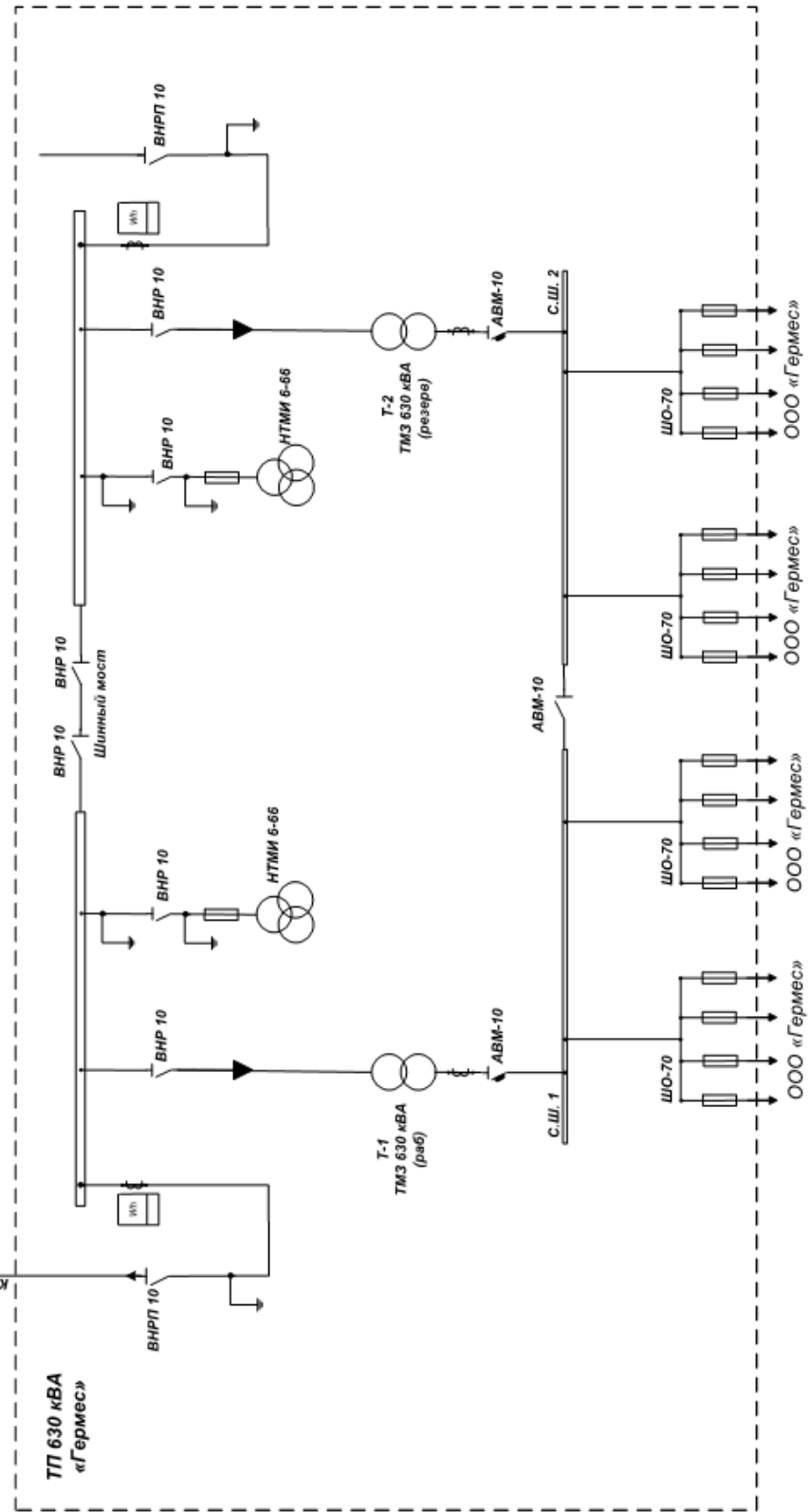


Рисунок 1.1 – Типовая однолинейная схема РС ТСО

Распределение трансформаторов, установленных в РС ТСО, по типам представлено на рисунке 1.2.

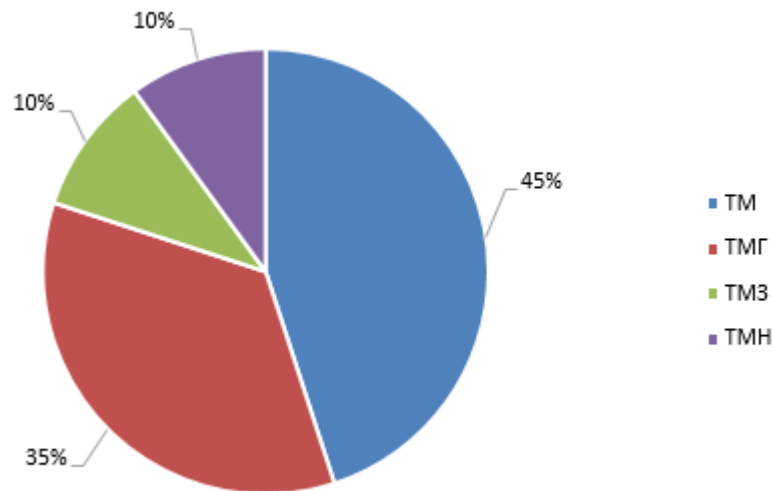


Рисунок 1.2 – Распределение трансформаторов РС ТСО по типам

Из диаграммы видно, что основную часть эксплуатируемых трансформаторов составляют масляные трансформаторы типа ТМ (45 %). Доля масляных герметичных трансформаторов ТМГ в РС ТСО составляет 35 %. Примерно по 10 % приходится на силовые трансформаторы типа ТМЗ и ТМН.

Граница раздела между потребителями и ТСО проходит по шинам низкого напряжения 0,4 кВ трансформаторных подстанций, где осуществляется и коммерческий учет отпуска электрической энергии. Для учета принятой и отпущенной электроэнергии используются приборы учета класса точности 0,5, включенные, как правило, через измерительные трансформаторы тока, а на стороне 6(10) кВ также и через измерительные трансформаторы напряжения. Коммерческий учет приема электрической энергии в сеть ТСО осуществляется приборами учета, установленными на подстанции.

На рисунке 1.3 приведены графики электрических нагрузок сети, построенные на основании суточных контрольных замеров электроэнергии, которые были получены в ходе обследования РС ТСО.

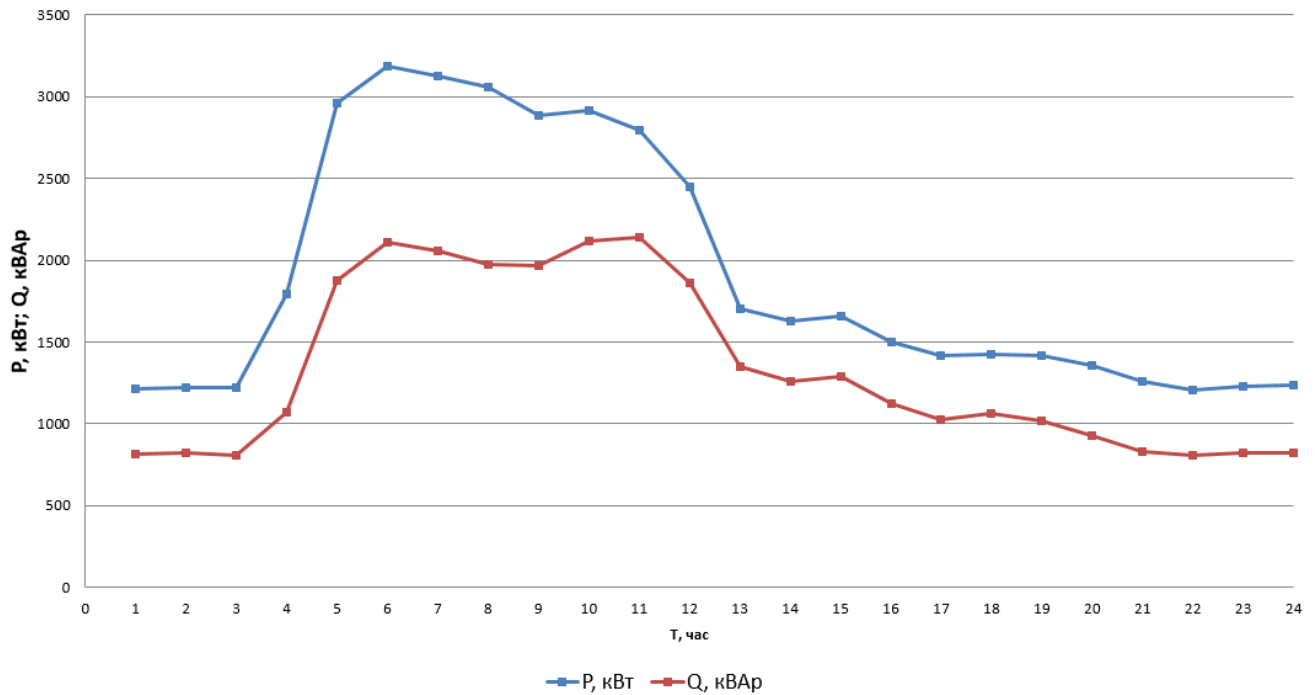


Рисунок 1.3 – Графики электрических нагрузок РС ТСО

По виду графиков можно сделать вывод, что электрическая нагрузка РС ТСО по активной и реактивной мощности в течение суток является достаточно стабильной. Имеют место два пика нагрузки, соответствующие утреннему и вечернему максимумам, когда большинство потребителей ТСО начинают и заканчивают работу. В дневные и ночные часы резких колебаний нагрузки в сети не наблюдается. При этом можно выделить две характерные зоны суток: с 03.00 до 13.00 (дневная зона) и с 13.00 до 03.00 (ночная зона) (время московское), в которых графики нагрузки относительно равномерны и, следовательно, могут быть аппроксимированы прямой линией. Таким образом, можно сделать допущение о том, что при исследовании РС ТСО следует учитывать два характерных режима работы сети, в пределах которых нагрузка меняется незначительно.

Вместе с тем, следует отметить, что отсутствие необходимых инвестиций в электросетевой комплекс привело к значительному физическому и технологическому устареванию электрических сетей.

На рисунке 1.4 приведено распределение трансформаторов, установленных в РС ТСО, по периодам эксплуатации.

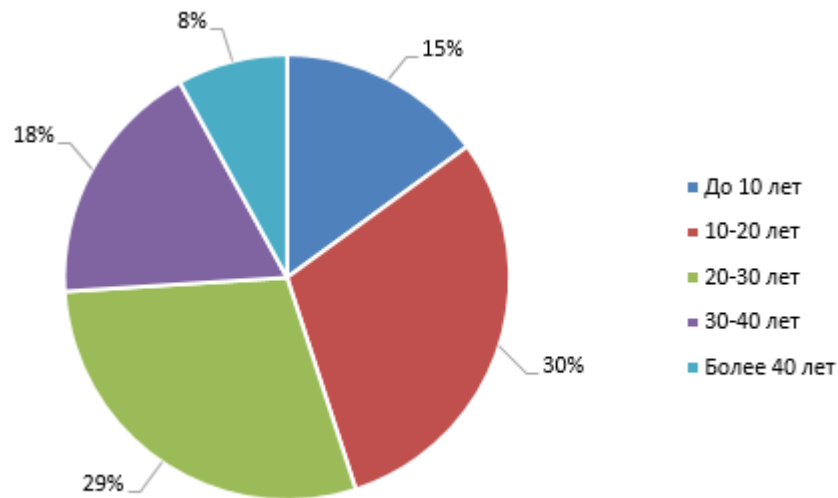


Рисунок 1.4 – Распределение трансформаторов РС ТСО по периодам эксплуатации

Из диаграммы следует, что только 15 % трансформаторов имеет период эксплуатации не более 10 лет. Еще 30 % составляют силовые трансформаторы, эксплуатирующиеся в течение 10–20 лет. Однако большая часть трансформаторов имеет период эксплуатации, значительно превышающий нормативный срок службы: 20–30 лет (29 %), 30–40 лет (18 %) и более 40 лет (8 %).

В целом, на сегодняшний день доля распределительных сетей ТСО, выработавших свой нормативный срок, составляет 50 %. При этом 8 % электрических сетей выработало два нормативных срока. Общий износ РС ТСО составляет 70 %. Кроме того, современное сетевое оборудование, обеспечивающее высокую надежность и уменьшение эксплуатационных затрат, пока недостаточно широко применяется в электросетевом комплексе [1, 2].

Другой проблемой, характерной для РС ТСО, является высокий уровень потерь электроэнергии. В среднем потери электроэнергии при

ее передаче по электрическим сетям ТСО составляют 11 % от величины полезного отпуска, что почти в два раза превышает аналогичные показатели зарубежных стран. Однако в некоторых сетях потери достигают величины 15–18 % и даже 30–40 % [1, 3].

1.2. Структура технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях территориальных сетевых организаций

В общем случае технологические потери электроэнергии, возникающие при ее передаче по РС ТСО (рисунок 1.5), складываются из нескольких составляющих: технических потерь, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по элементам сети, и включающих в себя расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии. В свою очередь, технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки), и нагрузочных (переменных) потерь, объем которых меняется в зависимости от величины передаваемой мощности (нагрузки) [4].



Рисунок 1.5 – Структура технологических потерь электроэнергии при ее передаче по РС ТСО

Анализ структуры технологических потерь электроэнергии при ее передаче по распределительным сетям 6–10 кВ десяти ТСО Кемеровской области показывает, что в обобщенной структуре технологических потерь нагрузочные потери составляют всего 21 %. Примерно столько же приходится на потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии (22 %). Основную же часть технологических потерь электроэнергии составляют условно-постоянные потери (57 %) [5].

На основании результатов, полученных в ходе анализа, построена структура условно-постоянных потерь электроэнергии в РС ТСО, которая приведена на рисунке 1.6.

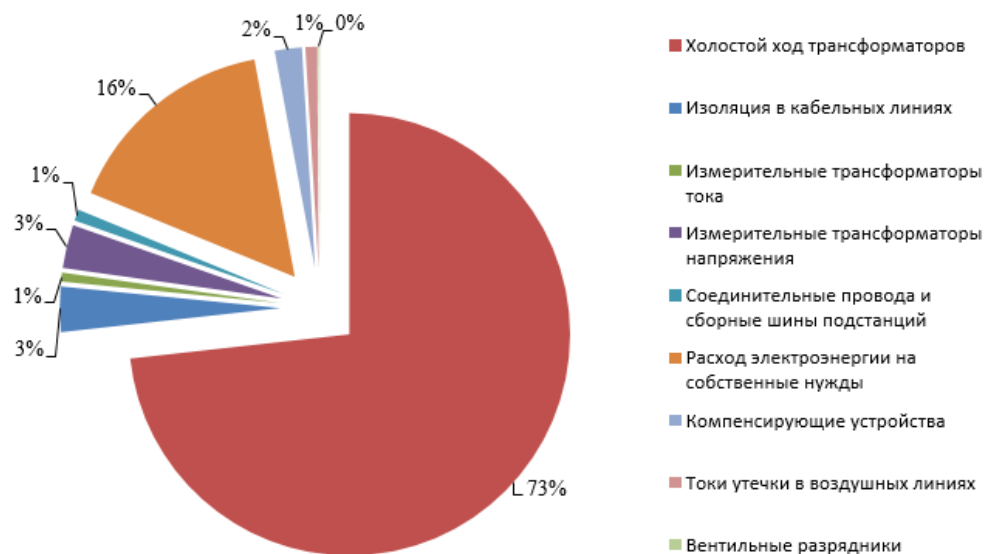


Рисунок 1.6 – Структура условно-постоянных потерь в РС ТСО

Из рисунка 1.6 видно, что 73 % всех условно-постоянных потерь в РС ТСО составляют потери холостого хода трансформаторов. Данная составляющая потерь во многом определяется реактивной мощностью намагничивания. В обобщенной структуре технологических потерь электроэнергии на долю потерь холостого хода трансформаторов приходится около 35 %. В результате они оказывают значительное влия-

ние на общую величину технологических потерь и, как следствие, на утверждаемый тариф на услуги по передаче электрической энергии для ТСО. Поэтому важной задачей является определение и анализ факторов, влияющих на потери холостого хода трансформаторов, с целью их дальнейшего снижения [6].

По результатам анализа была также построена структура нагрузочных потерь электроэнергии в РС ТСО (рисунок 1.7).

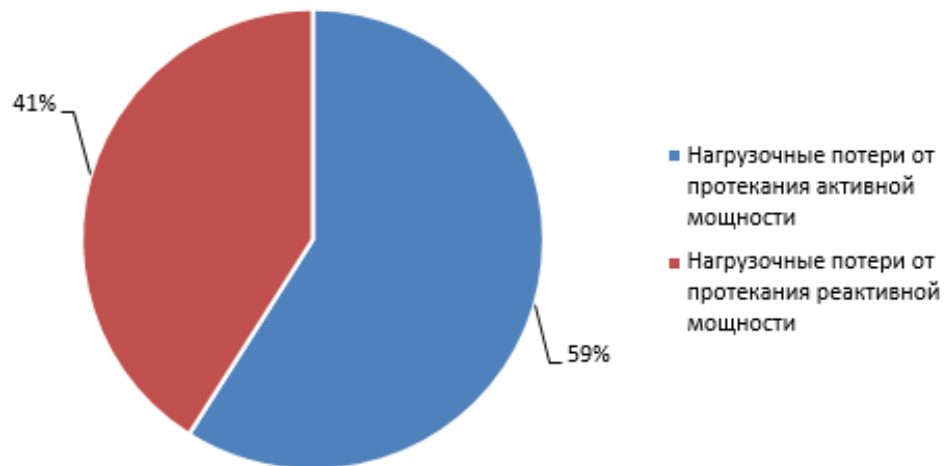


Рисунок 1.7– Структура нагрузочных потерь в РС ТСО

Как следует из рисунка 1.7, нагрузочные потери также существенно зависят от реактивной мощности. Из диаграммы видно, что нагрузочные потери от протекания реактивной мощности по элементам сети составляют 41 %, т.е. почти половину от общей величины нагрузочных потерь электроэнергии в РС ТСО.

Таким образом, технологические потери электроэнергии в РС ТСО в значительной степени определяются избыточной реактивной мощностью, передаваемой по сети. Анализ показывает, что в обобщенной структуре технологических потерь на долю потерь, обусловленных передачей реактивной мощности, приходится 47 % (рисунок 1.8). К ним относятся потери холостого хода трансформаторов и нагрузочные потери от протекания реактивной мощности по элементам

сети. Технологические потери электроэнергии, обусловленные передачей активной мощности, составляют 31 % и включают в себя прочие условно-постоянные потери, а также нагрузочные потери от протекания активной мощности. Еще 22 % приходится на долю потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета.



Рисунок 1.8 – Обобщенная структура технологических потерь электроэнергии в РС ТСО

Вместе с тем, наличие избыточной реактивной мощности не только приводит к увеличению потерь электроэнергии в электрических сетях, но и вызывает снижение их пропускной способности, а также отрицательно сказывается на режиме напряжения [7].

На рисунке 1.9 приведена динамика изменения потерь электроэнергии в РС ТСО по годам, построенная на основании данных [8].

Из диаграммы видно, что за период 2010–2014 гг. потери электроэнергии увеличились с 104,9 млрд. кВт·ч до 107 млрд. кВт·ч. При этом наблюдается тенденция к дальнейшему росту потерь, что, объясняется высоким износом сетевого оборудования и неоптимальными режимами работы электрических сетей, выражающимися в снижении их загрузки и увеличении передаваемой реактивной мощности.

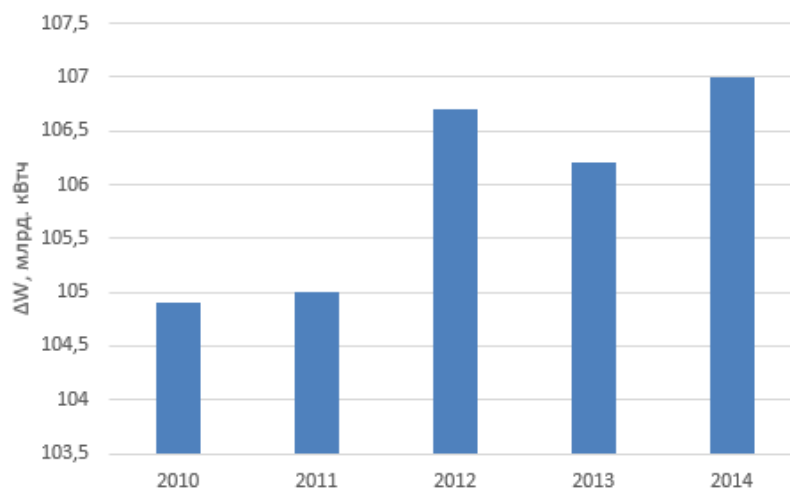


Рисунок 1.9 – Потери электроэнергии в РС ТСО

Кроме того, имеет место неэффективное (нерациональное) построение электрических сетей. Причина заключается в том, что конфигурация сетей и установленное сетевое оборудование остались прежними, а нагрузка, наоборот, существенно изменилась. В результате имеет место недогрузка одних элементов сети и перегрузка других. Это, в свою очередь, приводит к увеличению потерь холостого хода в недогруженных элементах сети и нагрузочных потерь в элементах сети, подвергающихся перегрузке.

В этом отношении актуальной задачей является уменьшение реактивной мощности, передаваемой по сети, и проведение мероприятий по ее компенсации. Реализация данных мероприятий будет способствовать снижению потерь электроэнергии в РС ТСО и повышению энергоэффективности электросетевого комплекса.

1.3. Анализ нормативно-правовой базы в области нормирования и снижения потерь электроэнергии и компенсации реактивной мощности

Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства РФ от

03.04.2013 № 511-р [1], предусмотрено снизить нормативы потерь электроэнергии к 2017 году не менее чем на 11 % по сравнению с уровнем 2012 года.

В целях реализации поставленной задачи в 2013 г. были внесены изменения в Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденные постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 [9]. В соответствии с данными изменениями введен новый порядок определения нормативов потерь электроэнергии при ее передаче по РС ТСО. Он предусмотрен Методикой определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной Приказом Министерства энергетики РФ от 07.08.2014 г. № 506 [10]. Методика предполагает определение нормативов потерь электроэнергии на основе сравнительного анализа потерь при ее передаче по РС ТСО с дифференциацией по уровням напряжения.

Данный подход отменяет общие принципы нормирования технологических потерь электроэнергии при ее передаче по РС ТСО, предусмотренные Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 326 [4]. Однако расчет потерь по-прежнему осуществляется в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде, являющейся приложением № 1 к Инструкции [4].

Реализация подхода по определению нормативов потерь электроэнергии на основе сравнительного анализа, очевидно, лежит в рамках задачи по сокращению «степени разрозненности ТСО и повышения контроля над ними» [1]. При этом ужесточаются требования к самим ТСО. Так, постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 г. № 184

[11] утверждены критерии отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

В число таких критериев входят:

- наличие силовых трансформаторов суммарной установленной мощностью не менее 10 МВА;
- наличие линий электропередачи (воздушных и(или) кабельных) не менее двух уровней напряжения;
- отсутствие за три предшествующих расчетных периода регулирования фактов применения органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов уровню надежности и качества оказываемых услуг;
- наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии;
- наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Введение данных критериев не только ужесточает требования к деятельности ТСО и составу сетевого оборудования, но и повышает степень их ответственности за снижение нормативов потерь электроэнергии и повышение энергоэффективности распределительных сетей.

Вместе с тем, до 2014 года значения нормативов потерь электроэнергии не были законодательно закреплены. Только приказом Министерства энергетики РФ от 30.09.2014 № 674 [12] были утверждены нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ТСО. Согласно [12] значения нормативов потерь электроэнергии определяются в зависимости от соотношения отпуска электроэнергии в электрическую сеть к протяженности линий электропередачи в одноцепном выражении и уровня напряжения для каждой конкретной ТСО.

В соответствии со Стратегией [1] повышение «операционной эффективности» ТСО неразрывно связано с реализацией мероприятий,

направленных на снижение потерь электроэнергии. Также отмечается, что одной из основных тенденций, определяющих векторы развития электросетевого комплекса, является внедрение технологий «умных» электрических сетей, позволяющих увеличить пропускную способность, повысить надежность электроснабжения и сократить потери электроэнергии. Тем не менее, следует отметить, что реальные механизмы снижения потерь электроэнергии в РС ТСО в действующей нормативно-правовой базе отсутствуют.

Фактически единственным документом в данной области является РД 34.09.254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений» [13]. Она устанавливает порядок разработки и выполнения планов мероприятий по снижению технологического расхода электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, содержит типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии, а также методику расчета снижения потерь от выполнения указанных мероприятий. Данный документ был разработан в 1988 г., при этом срок его действия устанавливался до 01.01.1998. Несмотря на то, что сегодня он по-прежнему имеет статус действующего, формально срок его действия давно истек. С тех пор Инструкция [13] не подвергалась переработке, а, следовательно, во многом не учитывает современных условий функционирования объектов электроэнергетики и структуру электросетевого комплекса.

Выше отмечалось, что с точки зрения снижения потерь электроэнергии в РС ТСО важное значение имеет проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности. Между тем, нормативно-правовая база в части КРМ сегодня также развита довольно слабо.

В течение длительного периода времени взаимоотношения энергоснабжающих организаций и потребителей электроэнергии в части КРМ регулировались на основании методики расчета экономических

значений реактивной мощности, потребляемой из сети, и системы скидок и надбавок к тарифам на электроэнергию при отклонениях фактического потребления реактивной мощности от величины, установленной в договоре энергоснабжения [14].

В 2001 г. Правила применения скидок и надбавок к тарифам на электрическую энергию за потребление и генерацию реактивной энергии были отменены. Основанием послужило то, что они вошли в противоречие с принятыми позднее нормативно-правовыми актами более высокого уровня (Гражданский кодекс РФ и Федеральный закон от 14.03.95 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации»), которые не предусматривали надбавок к тарифам на электроэнергию [15].

Однако в 2006 г. были внесены изменения в Правила [9], в соответствии с которыми «потребители электроэнергии должны соблюдать соотношения потребления активной и реактивной мощности, определенные в договоре энергоснабжения». В случае несоблюдения данных соотношений потребитель должен установить устройства КРМ либо оплачивать услуги по передаче электроэнергии с учетом повышающего коэффициента к тарифу. В случае участия потребителя по соглашению с ТСО в регулировании реактивной мощности к стоимости услуг по передаче электроэнергии применяется понижающий коэффициент.

В настоящее время взаимоотношения ТСО и потребителей электроэнергии в части КРМ регулируются Порядком расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения), утвержденным приказом Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 [16].

Согласно данному документу «значения соотношения потребления активной и реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ нормируются в зависимости от уровня номинального напряжения сети в виде предельных значений коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети» (таблица 1.1) [16].

Таблица 1.1 – Предельные значения $\text{tg}\varphi$

Точка присоединения потребителя к электрической сети	$\text{tg}\varphi$
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6–20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

Поддержание нормируемых значений коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок РС ТСО, должно обеспечиваться потребителями посредством соблюдения режимов потребления реактивной мощности либо использования КУ. Значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок РС ТСО, принимается равным нулю [16].

Что касается повышающих и понижающих коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии, то порядок их расчета регулируется Методическими указаниями по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по

единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения), утвержденными приказом ФСТ РФ от 31.08.2010 № 219-э/6 [17]. Однако на сегодняшний день они применяются только в отношении потребителей электроэнергии, присоединенных к электрическим сетям напряжением 220 кВ и выше, и не распространяют свое действие на ТСО [18].

Таким образом, важной задачей является совершенствование действующей нормативно-правовой базы в области снижения потерь электроэнергии и КРМ. Это позволит на законодательном уровне определить рациональные механизмы снижения потерь электроэнергии в РС ТСО и повысить ответственность за обеспечение энергоэффективных режимов работы электрических сетей.

1.4. Анализ мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительных сетях

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии (МСП) представляют собой практические действия, приводящие к уменьшению потерь в электрических сетях, реализация которых «экономически оправдана за счет получаемой экономии электроэнергии» [14].

Существуют различные варианты классификации МСП. В наиболее общем подходе МСП делятся на организационные, технические, а также мероприятия по совершенствованию системы учета электроэнергии [20, 21]. Организационными мероприятиями называются мероприятия, обеспечивающие снижение потерь электроэнергии за счет оптимизации схем и режимов работы электрических сетей, совершенствования их технического обслуживания. Технические мероприятия – это мероприятия по строительству и реконструкции электрических сетей, обеспечивающие снижение потерь электроэнергии [13].

В то же время, следует отметить, что разделение МСП на организационные и технические является чисто условным и не раскрывает их сути. Очевидно, что «для проведения любого МСП требуются организационные усилия, и любое МСП является техническим» [19].

Непосредственному проведению МСП в распределительных сетях ТСО должен предшествовать ряд мероприятий организационного характера. К их числу относятся:

- определение структуры потерь электроэнергии и ее анализ с целью выявления наибольших составляющих потерь;
- выбор МСП с оценкой технико-экономической эффективности;
- разработка программы проведения МСП;
- распределение ответственных за проведение МСП;
- введение системы контроля за проведением МСП и соответствующей системы их учета и анализа;
- проведение мероприятий по повышению квалификации персонала ТСО, ответственного за проведение МСП;
- установление в договорах электроснабжения условий потребления реактивной мощности потребителями.

В [19] предложена классификация МСП, исходя из особенностей получения эффекта от снижения потерь. В соответствии с ней МСП могут быть разделены на следующие группы:

1. мероприятия по улучшению режимов электрических сетей;
2. мероприятия по реконструкции электрических сетей;
3. мероприятия по совершенствованию системы учета электроэнергии;
4. мероприятия по снижению хищений электроэнергии [19].

К первой группе МСП относятся:

- реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей по напряжению и реактивной мощности;

- использование автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой и автоматических регуляторов реактивной мощности на компенсирующих устройствах;

- установка средств телеизмерений и телемеханики и автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии;

- перевод неиспользуемых генераторов в режим синхронного компенсатора при дефиците реактивной мощности в узлах сети;

- проведение оперативных переключений и перераспределение потоков активной и реактивной мощностей в электрических сетях;

- регулирование напряжения в центрах питания;

- отключение одного из трансформаторов на двух- и трехтрансформаторных подстанциях в режимах малых нагрузок;

- выравнивание нагрузок фаз.

Вторая группа МСП включает в себя:

- ввод дополнительных линий электропередачи и силовых трансформаторов для разгрузки перегруженных участков электрических сетей, замена малозагруженных силовых трансформаторов и т. п.;

- установку компенсирующих устройств на подстанциях и проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности;

- использование специальных регуляторов потоков мощности (трансформаторов с продольно-поперечным регулированием и вольтдобавочных трансформаторов).

В третью группу МСП входят:

- замена измерительных трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с более высокими классами точности и номинальными параметрами, соответствующими фактическим нагрузкам;

- замена используемых приборов учета на новые с улучшенными техническими характеристиками;

- установка приборов технического учета на радиальных линиях, отходящих от подстанций (организация головного учета).

Четвертая группа МСП включает:

- периодические проверки условий работы приборов учета у потребителей и выявление фактов безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии;

- замену неизолированных проводов воздушных линий самонесущими изолированными проводами, препятствующими несанкционированному подключению к линиям электропередачи.

Однако не все из перечисленных МСП могут быть применены в РС ТСО. Так, реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей по напряжению и реактивной мощности производится только в сетях 110 кВ и выше. Перевод неиспользуемых генераторов в режим синхронного компенсатора, очевидно, может осуществляться только на электростанциях. Устройства регулирования напряжения в распределительных сетях 6–10 кВ, как правило, отсутствуют, поэтому регулирование напряжения в центрах питания РС ТСО не производится. Таким образом, перечень МСП, которые могут быть проведены в данных сетях, значительно сокращается [22].

С этой точки зрения, эффективным мероприятием по снижению потерь электроэнергии в РС ТСО является компенсация реактивной мощности. В общем случае под КРМ понимается уменьшение реактивной мощности, циркулирующей между источником и потребляющими ее электроприемниками [23]. В свою очередь, мероприятия по КРМ также могут быть разделены на организационные и технические.

Организационные мероприятия по КРМ связаны с оптимизацией загрузки электрооборудования и не требуют применения специальных компенсирующих устройств. Важным организационным мероприятием является повышение загрузки асинхронных двигателей и силовых трансформаторов, что способствует уменьшению реактивной мощно-

сти, передаваемой по сети. В результате достигается оптимизация загрузки РС ТСО в целом, а также снижаются потери электроэнергии.

Вместе с тем, в ряде работ [24–26] отмечается, что исследования оптимальных диапазонов нагрузки электродвигателей и трансформаторов были проведены еще в 1950-е годы [27], и во многом не учитывают современных условий эксплуатации. Так как сегодня появились новые типы оборудования, характеризующиеся улучшенными техническими характеристиками, то определение оптимальных диапазонов нагрузки асинхронных двигателей и трансформаторов является важной практической задачей. Это позволит повысить эффективность организационных мероприятий по КРМ.

Проведение организационных мероприятий по КРМ приводит к уменьшению реактивной мощности, протекающей в РС ТСО, в среднем на 10–15 % [23]. Для наибольшего снижения реактивной мощности, передаваемой по РС ТСО, и уменьшения потерь электроэнергии должны осуществляться технические мероприятия по КРМ.

Технические мероприятия заключаются в установке КУ в соответствующих узлах электрической сети. КУ представляют собой дополнительные источники реактивной мощности, размещаемые в сети с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой электроприемниками. Наибольшее распространение в качестве КУ получили конденсаторные установки. Конденсаторной установкой называется батарея конденсаторов, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления [28]. Широкое применение конденсаторных установок для КРМ обусловлено малыми удельными потерями активной мощности, простотой их монтажа и эксплуатации, возможностью размещения в любой точке электрической сети и др. [29, 30].

Установка КУ обеспечивает соблюдение условия баланса реактивной мощности, способствует снижению потерь электроэнергии,

увеличению пропускной способности элементов сети, а также позволяет осуществлять регулирование напряжения.

В таблице 1.2 представлены данные об оснащенности электрических сетей КУ, полученные в ходе обследования ТСО.

Таблица 1.2 – Оснащенность распределительных сетей ТСО компенсирующими устройствами

№ п/п	Наименование ТСО	Наличие КУ	Место установки КУ
1.	ЗАО «Водоканал»	+	Шины 6(10) кВ
2.	ЗАО «Сибирская промышленная сетевая компания»	+	Шины 6(10) кВ
3.	МП «Сибирская сбытовая компания»	+	Шины 6(10) кВ
4.	ОАО «Знамя»	–	–
5.	ООО «Железобетонсервис»	–	–
6.	ООО «Районные электрические сети»	–	–
7.	ООО «ТрансЭнергоСервис»	–	–
8.	ООО «ЭнергоАльянс»	–	–
9.	ООО «Энергоконсалт»	–	–
10.	ООО «Энергопромсервис»	–	–

В результате установлено, что из десяти обследованных РС ТСО только в трех установлены КУ. При этом в них преобладают схемы с подключением КУ к шинам 6(10) кВ центров питания (ЦРП, ГРП и т.п.), а, следовательно, сети ТСО практически не разгружаются по реактивной мощности.

Таким образом, наличие значительной загрузки РС ТСО реактивной мощностью, невысокие показатели оснащенности данных сетей КУ, а, порой, и фактическое их отсутствие, свидетельствуют о низкой степени ее компенсации. Кроме того, в большинстве случаев наблюдается неэффективное использование мощности КУ, вызванное «неравномерным хаотичным размещением» [31] их в электрической сети. Это приводит к неоптимальной разгрузке сети по реактивной мощности, а, значит, и к недостаточному снижению потерь электроэнергии, росту затрат и пр. В связи с этим выбор мощности и мест установки КУ в РС ТСО является актуальной научно-технической задачей.

1.5. Выводы

1. В общей структуре технологических потерь электроэнергии в РС ТСО доля потерь, обусловленных передачей реактивной мощности по элементам сети, составляет 47 %.

2. Анализ графиков нагрузки показал, что при исследовании РС ТСО следует учитывать два характерных режима работы сети, в пределах которых нагрузка меняется незначительно.

3. Важной задачей является совершенствование на законодательном уровне действующей нормативно-правовой базы в области снижения потерь электроэнергии и КРМ.

4. Для повышения эффективности организационных мероприятий по КРМ необходимо уточнение оптимальных диапазонов нагрузки, при которых целесообразно производить замену малозагруженных асинхронных двигателей и силовых трансформаторов.

5. РС ТСО характеризуются низкой оснащенностью и неэффективным использованием установленной мощности компенсирующих устройств, поэтому выбор мощности и мест установки КУ является актуальной научно-технической задачей.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

2.1. Влияние реактивной мощности на параметры распределительных сетей 6–10 кВ

Ток I , потери мощности ΔP и потери напряжения ΔU в РС ТСО связаны с активной и реактивной мощностями, передаваемыми по сети, следующими соотношениями:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U} = \frac{P\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}{\sqrt{3}U}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} R; \quad (2.2)$$

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR(1 + k \operatorname{tg} \varphi)}{U}, \quad (2.3)$$

где P – активная нагрузка сети, кВт; Q – реактивная нагрузка сети, кВАр; U – номинальное напряжение, кВ; R и X – активное и индуктивное сопротивления сети соответственно, Ом; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; $k = X/R$ – расчетный коэффициент.

Из формул (2.1)–(2.3) следует, что значение каждого параметра I , ΔP и ΔU определяется как активной, так и реактивной нагрузками сети. Используя величину Π в качестве общего обозначения данных параметров, а величину Π_0 в качестве обозначения их значений, соответствующих $\operatorname{tg} \varphi = 0$, определим долю Π , обусловленную передачей по РС ТСО реактивной мощности, по формуле [19]:

$$d = 1 - \frac{\Pi_0}{\Pi}. \quad (2.4)$$

Подставив в (2.4) значения параметров I , ΔP и ΔU , определенные по формулам (2.1)–(2.3), и произведя соответствующие преобразования, получим:

$$d_I = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}; \quad (2.5)$$

$$d_{\Delta P} = 1 - \frac{1}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}; \quad (2.6)$$

$$d_{\Delta U} = 1 - \frac{1}{1 + k \operatorname{tg} \varphi}. \quad (2.7)$$

На рисунке 2.1 приведены графики зависимости $d = f(\operatorname{tg} \varphi)$ для распределительных сетей 6–10 кВ ТСО.

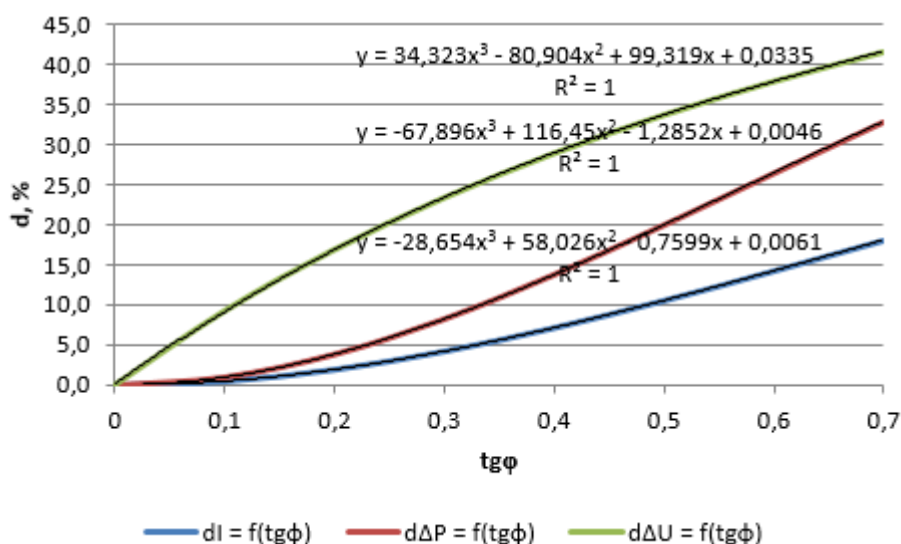


Рисунок 2.1 – Графики зависимости $d = f(\operatorname{tg} \varphi)$ для распределительных сетей 6–10 кВ ТСО:

Данные графики построены по результатам расчетов d_I , $d_{\Delta P}$ и $d_{\Delta U}$ при различных значениях коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ и отражают характер изменения указанных величин при изменении реактивной мощности, передаваемой по сети. В результате аппроксимации полученных графиков полиномиальной функцией третьей степени коэффициент детерминации R^2 оказался равным единице, что свидетель-

ствуется о высокой степени близости аппроксимации графиков выбранной аппроксимирующей функцией. Следовательно, при увеличении коэффициента реактивной мощности относительные значения пропускной способности, потерь электроэнергии и потерь напряжения в РС ТСО изменяются в кубической зависимости.

Из графика зависимости $d_I = f(\operatorname{tg}\varphi)$ следует, что передача реактивной мощности по РС ТСО существенно снижает их пропускную способность. Анализ показывает, что при увеличении коэффициента реактивной мощности в сети до $\operatorname{tg}\varphi = 0,6$, соответствующего среднему значению $\operatorname{tg}\varphi$ в РС ТСО [32], их пропускная способность снижается на 14 %. Это приводит к необходимости увеличения сечений проводов и кабелей, повышения номинальной мощности трансформаторов, а, следовательно, и к росту затрат на РС ТСО.

График зависимости $d_{\Delta P} = f(\operatorname{tg}\varphi)$ показывает, что загрузка электрических сетей реактивной мощностью также оказывает значительное влияние на потери электроэнергии. При нормируемом значении $\operatorname{tg}\varphi = 0,4$ потери в РС ТСО составляют 14 %. При повышении коэффициента реактивной мощности выше нормируемого значения потери электроэнергии еще более возрастают, и при $\operatorname{tg}\varphi = 0,6$ увеличение потерь составляет уже 26 %.

Еще большее влияние реактивная мощность оказывает на режим напряжения в РС ТСО. Из графика зависимости $d_{\Delta U} = f(\operatorname{tg}\varphi)$ видно, что при передаче по сети реактивной мощности потери напряжения в ней существенно возрастают. При среднем значении $\operatorname{tg}\varphi = 0,6$ потери напряжения составляют 38 %. Происходящее при этом снижение напряжения приводит к еще большему увеличению потерь электроэнергии в электрической сети и уменьшению пропускной способности сетевого оборудования.

На сегодняшний день потери напряжения от передачи реактивной мощности составляют около 30 % суммарных потерь напряжения в

распределительных сетях 6–10 кВ и около 70 % в сетях более высоких классов напряжений [19]. Кроме влияния на экономические показатели, протекающая реактивная мощность приводит и к нарушению технических ограничений по допустимым напряжениям в узлах сети, установленных ГОСТ 32144-2013 [33]. А поскольку в большинстве РС ТСО, как отмечалось выше, устройства регулирования напряжения, как правило, не установлены, то последствия данного нарушения могут быть весьма существенными.

Таким образом, реактивная мощность оказывает значительное влияние на параметры РС ТСО. Следовательно, значение $\text{tg}\varphi$ в данных сетях должно стремиться к экономически обоснованному нормируемому значению, что может быть достигнуто при проведении организационных и технических мероприятий по КРМ.

2.2. Анализ процесса потребления реактивной мощности асинхронными двигателями и трансформаторами

Потребление реактивной мощности асинхронными двигателями и трансформаторами обусловлено процессом непрерывного преобразования магнитного потока в их магнитопроводах и полях рассеяния и созданием переменного магнитного поля, необходимого для обеспечения их нормальной работы [34]. Поэтому потребляемая ими реактивная мощность условно содержит две составляющие: реактивную мощность намагничивания Q_0 , которая расходуется на создание основного магнитного потока, и реактивную мощность полей рассеяния Q_p , вызванную потерями в стали.

Реактивная мощность, потребляемая асинхронными двигателями, определяется по формуле:

$$Q_{\text{АД}} = Q_0 + Q_p = Q_0 + Q_{\text{ном}} k_z^2, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{ном}}$ – потери реактивной мощности в двигателе на рассеяние при номинальной нагрузке, кВАр; $k_z = P/P_{\text{ном}}$ – коэффициент загрузки двигателя по активной мощности.

Реактивная мощность, потребляемая силовыми трансформаторами, определяется по формуле:

$$Q_T = Q_0 + Q_p = S_{\text{ном.т}} \frac{I_0}{100} + S_{\text{ном.т}} \frac{u_k}{100} \beta^2 = S_{\text{ном.т}} \left(\frac{I_0}{100} + \frac{u_k}{100} \beta^2 \right), \quad (2.9)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; I_0 – ток холостого хода трансформатора, %; u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $\beta = S/S_{\text{ном.т}}$ – коэффициент загрузки трансформатора по полной мощности.

Из формул (2.8) и (2.9) следует, что составляющая реактивной мощности Q_0 не зависит от нагрузки, в то время как составляющая Q_p изменяется пропорционально квадрату нагрузки: активной мощности для асинхронных двигателей и полной мощности для трансформаторов. При этом среди прочих факторов, оказывающих влияние на потребление реактивной мощности электродвигателями и трансформаторами, нагрузка имеет особое значение [35, 36].

Основным показателем, характеризующим нагрузку асинхронных двигателей и силовых трансформаторов, является коэффициент загрузки, а основным нормативным показателем, отражающим относительное потребление ими реактивной мощности – коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Следовательно, для оценки влияния нагрузки электродвигателей и трансформаторов на потребление реактивной мощности необходимо исследовать зависимость их коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки.

Эффективным подходом, применяемым для исследования функциональных зависимостей, является аналитический метод. Аналитический метод представляет собой математический метод исследования, получивший широкое распространение для решения научно-

технических задач и состоящий в создании математических моделей и последующем их анализе с целью выявления оптимальных значений качественных или количественных параметров процесса [37–39]. Основной отличительной особенностью аналитического метода является изучение влияния тех или иных факторов на процесс. Поэтому он может быть с достаточной степенью точности применен для исследования зависимости коэффициента реактивной мощности асинхронных двигателей и трансформаторов от коэффициента загрузки.

2.3. Анализ зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки асинхронных двигателей

В соответствии с [40] реактивная мощность намагничивания асинхронных двигателей определяется по формуле:

$$Q_0 = \frac{I_0}{I_{\text{ном}}} \frac{P_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}}, \quad (2.10)$$

а реактивная мощность полей рассеяния:

$$Q_p = \frac{P^2}{P_{\text{ном}} \eta_{\text{ном}}} \left(\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} - \frac{1}{\cos \varphi_{\text{ном}}} \frac{I_0}{I_{\text{ном}}} \right), \quad (2.11)$$

где I_0 – ток холостого хода двигателя, А; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток двигателя, А; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность двигателя, кВт; $\eta_{\text{ном}}$ – номинальный КПД двигателя; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент мощности двигателя; $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент реактивной мощности двигателя; P – нагрузка двигателя, кВт.

Подставив (2.10) и (2.11) в формулу (2.8) и проведя ряд последовательных преобразований, с учетом $k_z = P/P_{\text{ном}}$, получим уточненное выражение для определения реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями:

$$Q_{\text{АД}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \left[\frac{I_0}{I_{\text{НОМ}}} \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{НОМ}}} + \left(\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - \frac{I_0}{I_{\text{НОМ}}} \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{НОМ}}} \right) k_3^2 \right]. \quad (2.12)$$

Полученное выражение по сравнению с формулой (2.8) позволяет более точно определить величину реактивной мощности, потребляемой электродвигателями, т.к. оно включает в себя их фактические технические характеристики, а не усредненные значения потребляемой ими реактивной мощности.

Тогда с учетом (2.12) коэффициент реактивной мощности асинхронных двигателей будет равен [41]:

$$\text{tg} \varphi_{\text{АД}} = \frac{\frac{I_0}{I_{\text{НОМ}}} \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{НОМ}}} + \left(\text{tg} \varphi_{\text{НОМ}} - \frac{I_0}{I_{\text{НОМ}}} \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{НОМ}}} \right) k_3^2}{\eta_{\text{НОМ}} k_3}. \quad (2.13)$$

Из формулы (2.13) следует, что коэффициент реактивной мощности асинхронных двигателей зависит от их нагрузки. В целях оценки данной зависимости в соответствии с формулой (2.13) на основании каталожных данных электродвигателей были определены значения $\text{tg} \varphi_{\text{АД}}$ при изменении коэффициента загрузки k_3 в диапазоне от 0 до 1 для асинхронных двигателей серий 4А и АИР основного исполнения номинальной мощностью 0,06–250 кВт с синхронной частотой вращения $n = 3000; 1500; 1000; 750$ об/мин.

Расчеты тока холостого хода по методике, приведенной в [42], для электродвигателей серии 4А номинальной мощностью 0,06–250 кВт с различной синхронной частотой вращения показали, что относительное значение их тока холостого хода изменяется в пределах 25–66 % от номинального тока, а для электродвигателей серии АИР той же номинальной мощности – в пределах 26–61 % от номинального тока. При этом относительное значение тока холостого хода также оказывает значительное влияние на величину $\text{tg} \varphi_{\text{АД}}$. По резуль-

татам расчетов для рассматриваемых типов электродвигателей были построены графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(k_3)$.

Для дальнейшего анализа были выбраны асинхронные двигатели серий 4А и АИР с синхронной частотой вращения $n = 1500$ об/мин. В ходе анализа установлено, что относительное значение тока холостого хода и величина $\text{tg}\varphi_{\text{АД}}$ оказались примерно одинаковыми для групп электродвигателей серии 4А в диапазонах номинальных мощностей 0,06–0,25 кВт, 0,37–0,75 кВт, 1,1–4 кВт, 5,5–11 кВт, 15–90 кВт, 110–250 кВт и для групп электродвигателей серии АИР – в диапазонах номинальных мощностей 0,06–0,37 кВт, 0,55–4 кВт, 5,5–11 кВт, 15–90 кВт, 110–250 кВт.

Это позволило аппроксимировать графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(k_3)$ для указанных групп асинхронных двигателей с использованием степенной аппроксимирующей функции. Степенная аппроксимирующая функция применяется для экспериментальных данных с постоянно увеличивающейся (или убывающей) скоростью роста, при этом данные не должны иметь нулевых или отрицательных значений [43, 44]. В результате аппроксимации коэффициент детерминации R^2 оказался близким к единице, что свидетельствует о высокой степени близости аппроксимации экспериментальных данных выбранной аппроксимирующей функцией [45, 46]. Аппроксимированные графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(k_3)$ для асинхронных двигателей серий 4А и АИР основного исполнения с синхронной частотой вращения $n = 1500$ об/мин приведены на рисунках 2.2 и 2.3 соответственно.

Анализ графиков зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(k_3)$ показал, что нагрузка электродвигателей оказывает значительное влияние на потребление ими реактивной мощности. С уменьшением коэффициента загрузки значение $\text{tg}\varphi_{\text{АД}}$, а, следовательно, и относительная величина реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями, возрастают.

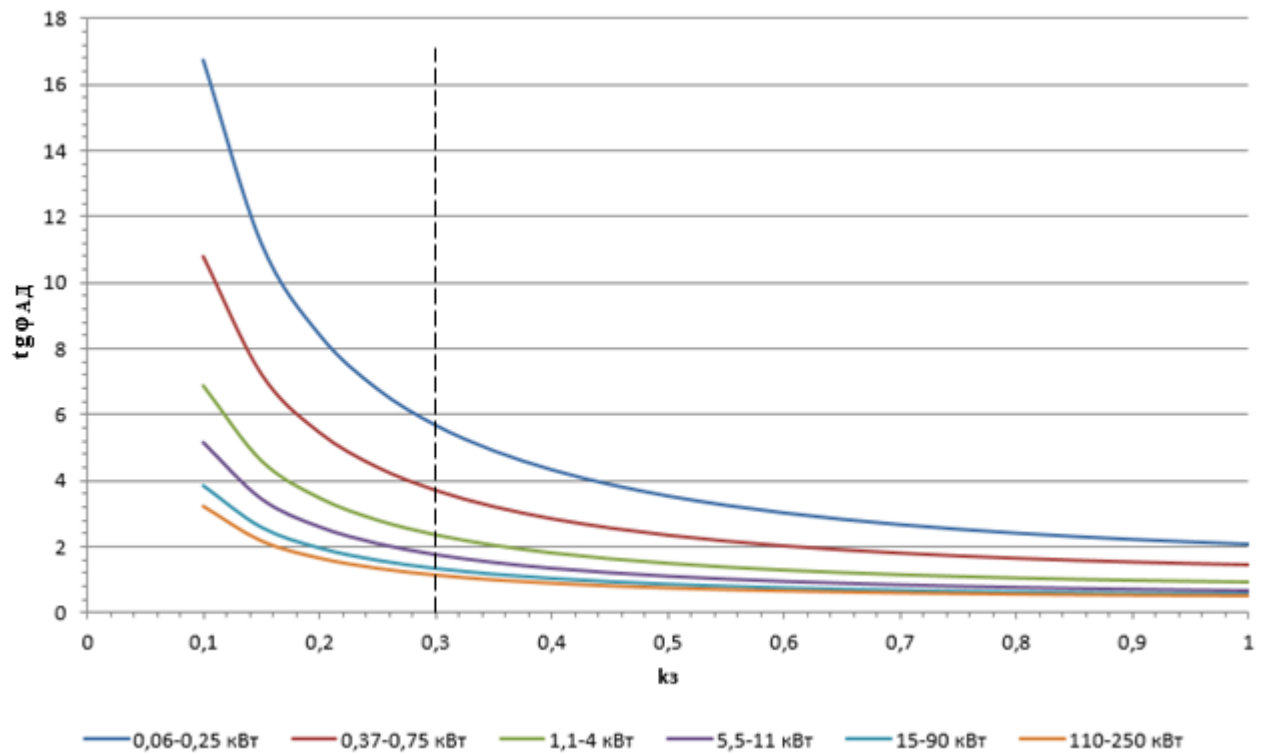


Рисунок 2.2 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(k_3)$ для асинхронных двигателей серии 4А основного исполнения ($n = 1500$ об/мин)

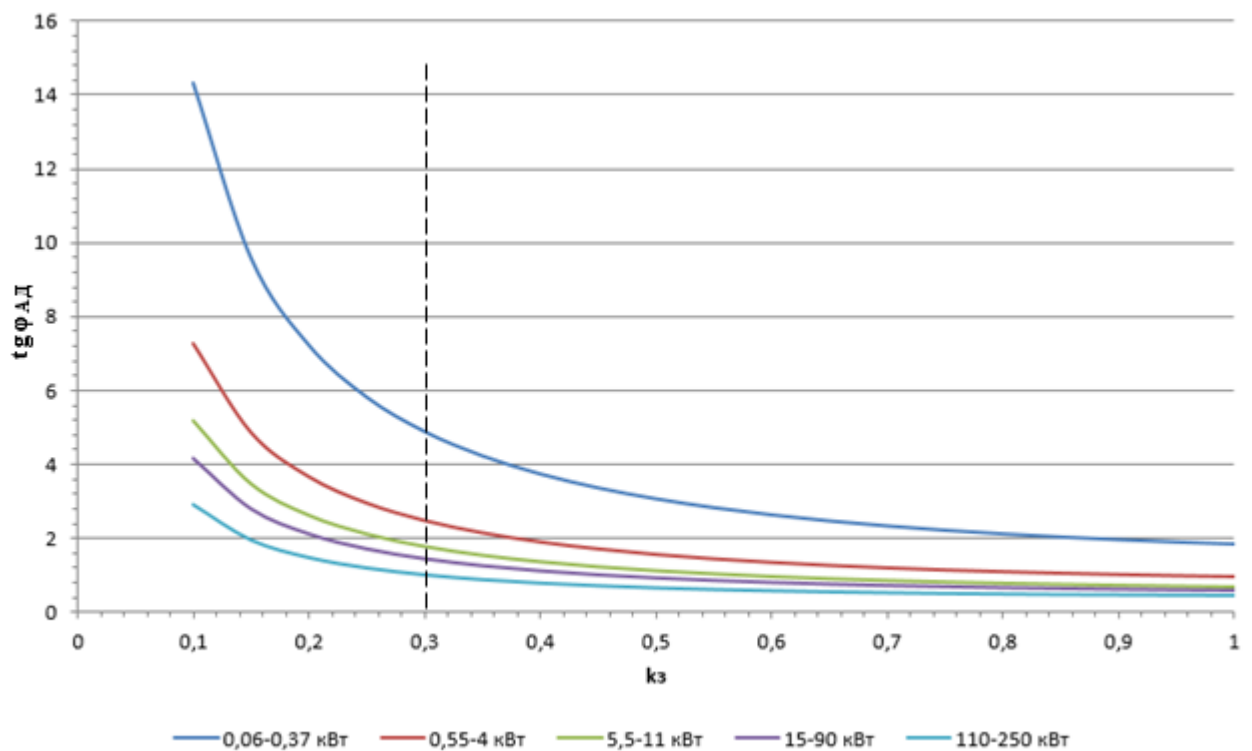


Рисунок 2.3 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(k_3)$ для асинхронных двигателей серии АИР основного исполнения ($n = 1500$ об/мин)

При этом существенное увеличение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{AD}}$ наблюдается при снижении их загрузки менее 30 % номинальной мощности. Величина $\text{tg}\varphi_{\text{AD}}$ при малых нагрузках в несколько раз превышает нормируемое значение [41]. Поэтому значение $k_{\text{з.кр}} = 0,3$ для электродвигателей является критическим с точки зрения резкого увеличения относительной величины потребляемой реактивной мощности. Данное критическое значение коэффициента загрузки ниже принятого на практике для асинхронных двигателей и установленного в [27] $k_{\text{з.кр}} = 0,45$, что объясняется совершенствованием конструкции и материала магнитопроводов электродвигателей.

Сравнение полученных графиков зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{AD}} = f(k_{\text{з}})$ также позволило установить, что асинхронные двигатели серии 4А имеют более высокий коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{AD}}$ по сравнению с двигателями серии АИР. Это в значительной степени связано с тем, что в электродвигателях АИР для изготовления магнитопроводов используется более качественная холоднокатаная электротехническая сталь [47–49]. В результате снижаются потери в стали электродвигателей, а также величина потребляемой ими реактивной мощности.

Из графиков на рисунках 2.2 и 2.3 также следует, что $\text{tg}\varphi_{\text{AD}}$ возрастает с уменьшением номинальной мощности электродвигателей. Конструктивное исполнение асинхронных двигателей таково, что с уменьшением их номинальной мощности увеличивается относительная величина воздушного зазора, а, значит, и относительная величина потребляемой ими реактивной мощности [50]. Поскольку на промышленных предприятиях – основных потребителях ТСО – электродвигатели малой и средней мощности преобладают над электродвигателями большой мощности [51], то средний коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{AD}}$ при малых нагрузках может быть существенным.

Синхронная частота вращения (число пар полюсов p) асинхронных двигателей также оказывает значительное влияние на величину

потребляемой ими реактивной мощности [47]. На рисунках 2.4 и 2.5 приведены графики зависимости коэффициента реактивной мощности от номинальной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(P_{\text{ном}})$ при различном числе пар полюсов p для электродвигателей серий 4А и АИР.

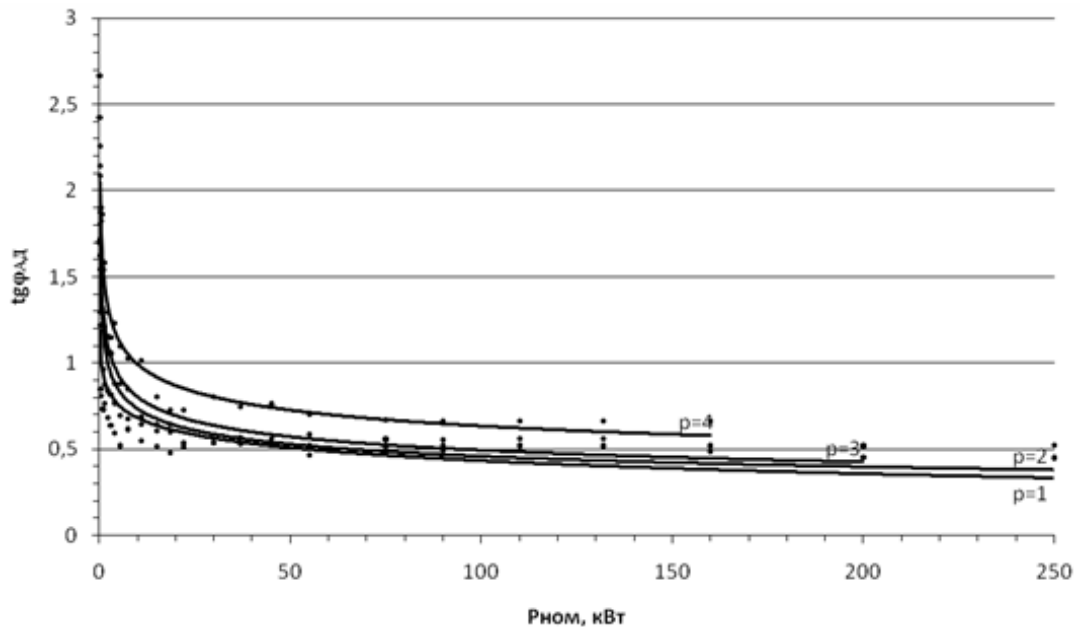


Рисунок 2.4 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(P_{\text{ном}})$ при различном числе пар полюсов p для асинхронных двигателей серии 4А

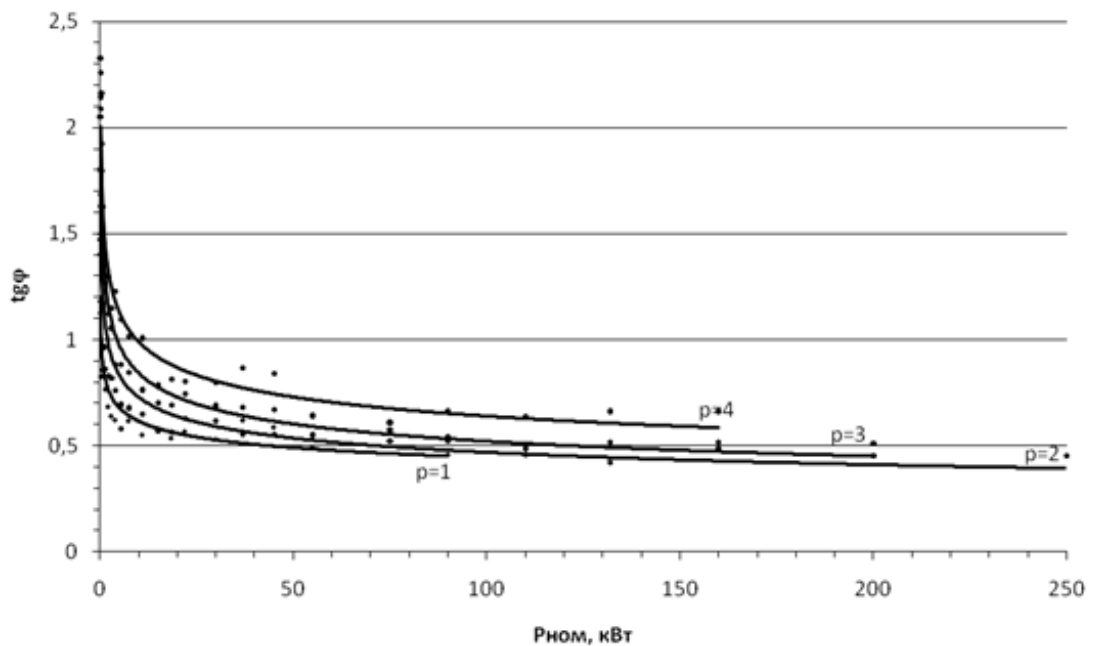


Рисунок 2.5 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{АД}} = f(P_{\text{ном}})$ при различном числе пар полюсов p для асинхронных двигателей серии АИР

Из графиков видно, что чем ниже синхронная частота вращения (больше число пар полюсов), тем выше $\text{tg}\varphi_{\text{АД}}$ и относительная величина реактивной мощности, потребляемой электродвигателями. Для того чтобы тихоходные асинхронные двигатели работали с той же мощностью, что и быстроходные, им необходима большая величина тока холостого хода, а, значит, и реактивной мощности [40].

Помимо перечисленных факторов $\text{tg}\varphi_{\text{АД}}$ и реактивная мощность, потребляемая асинхронными двигателями, зависят также от качества их ремонта. Увеличение $\text{tg}\varphi_{\text{АД}}$ после ремонта происходит, в основном, из-за несоблюдения нормативных величин воздушного зазора электродвигателей и изменения их обмоточных данных [52]. При этом также возрастает относительная величина реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями.

2.4. Анализ зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки трансформаторов

Коэффициент реактивной мощности силовых трансформаторов, с учетом формулы (2.9) и $\beta = S/S_{\text{НОМ.Т}}$, равен:

$$\text{tg}\varphi_{\text{Т}} = \frac{Q_{\text{Т}}}{P} = \frac{Q_{\text{Т}}}{\sqrt{S^2 - Q_{\text{Т}}^2}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}} \left(\frac{I_0}{100} + \frac{u_{\text{к}}}{100} \beta^2 \right)}{\sqrt{(\beta S_{\text{НОМ.Т}})^2 - \left[S_{\text{НОМ.Т}} \left(\frac{I_0}{100} + \frac{u_{\text{к}}}{100} \beta^2 \right) \right]^2}}. \quad (2.14)$$

Преобразовав формулу (2.14), получим [58]:

$$\text{tg}\varphi_{\text{Т}} = \frac{\frac{I_0}{100} + \frac{u_{\text{к}}}{100} \beta^2}{\sqrt{\beta^2 - \left(\frac{I_0}{100} + \frac{u_{\text{к}}}{100} \beta^2 \right)^2}}. \quad (2.15)$$

Формула (2.15) включает в себя коэффициент загрузки трансформаторов в квадрате. Это означает, что нагрузка силовых трансформаторов

торов влияет на потребление ими реактивной мощности. Для оценки характера данного влияния на основании каталожных данных трансформаторов в соответствии с формулой (2.9) были определены значения $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}}$ при изменении коэффициента загрузки β в диапазоне от 0 до 1 для силовых трансформаторов серий ТМ и ТМГ номинальной мощностью 25–2500 кВА. По результатам расчетов для рассматриваемых трансформаторов были построены графики зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$.

Дальнейший анализ показал, что для трансформаторов серии ТМ характер изменения $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}}$ в зависимости от коэффициента загрузки примерно одинаков по группам силовых трансформаторов в диапазонах номинальных мощностей 25–100 кВА, 160–630 кВА и 1000–2500 кВА, а для трансформаторов серии ТМГ – в диапазонах номинальных мощностей 25–40 кВА, 63–250 кВА и 400–1600 кВА. В результате для данных групп трансформаторов графики зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$ были аппроксимированы с использованием степенной аппроксимирующей функции. При этом коэффициент детерминации R^2 для трансформаторов серии ТМ составил 0,923, а для трансформаторов серии ТМГ – 0,976, что говорит о высокой степени близости аппроксимации экспериментальных данных выбранной аппроксимирующей функцией.

Аппроксимированные графики зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$ для силовых трансформаторов серий ТМ и ТМГ приведены на рисунках 2.6 и 2.7. Аналогичные графики зависимости были построены также для сухих трансформаторов серий ТСЗ и ТСЗГЛ (рисунки 2.8 и 2.9).

Анализ графиков зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$ показал, что при снижении коэффициента загрузки силовых трансформаторов величина $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}}$ увеличивается. При этом как следует из графиков на рисунках 2.6–2.9, в диапазоне нагрузок от 20 до 100 % номинальной мощности коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}}$ меняется незначительно. При загрузке же трансформаторов менее 20 % номинальной мощности величина

$\text{tg}\varphi_{\text{т}}$ и относительное потребление ими реактивной мощности существенно возрастают.

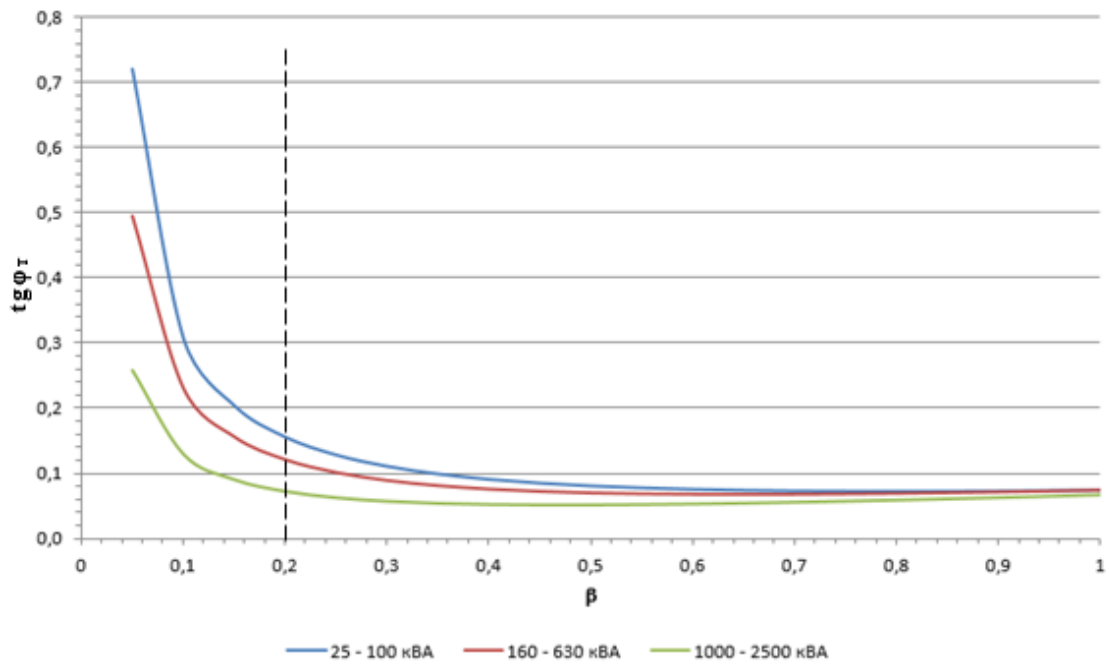


Рисунок 2.6 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$
для силовых трансформаторов серии ТМ

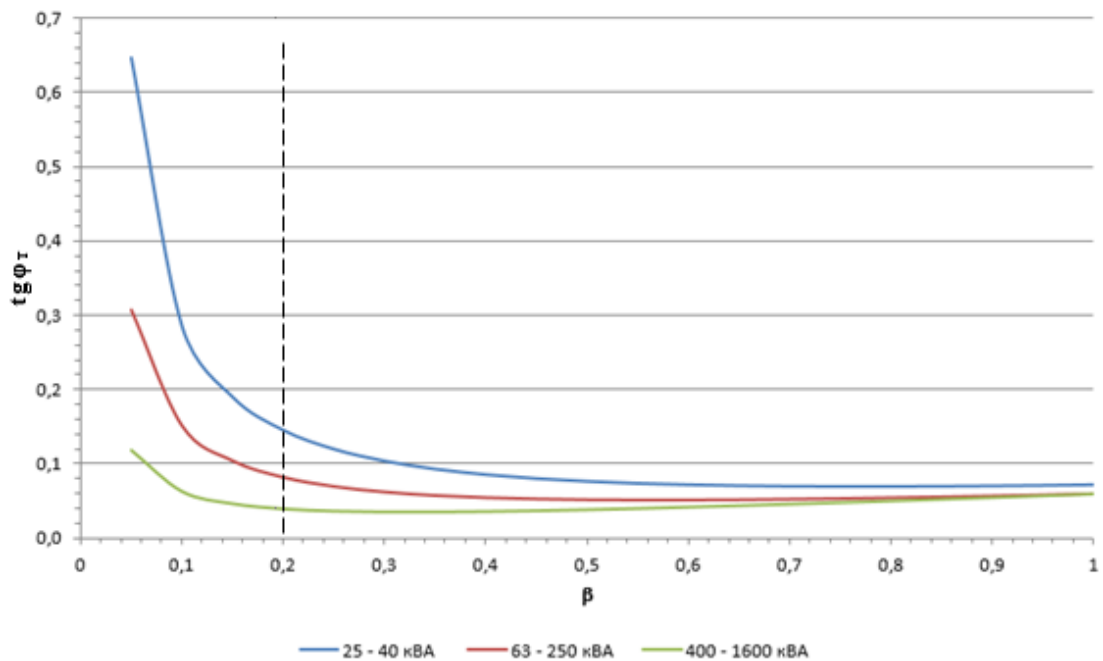


Рисунок 2.7 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$
для силовых трансформаторов серии ТМГ

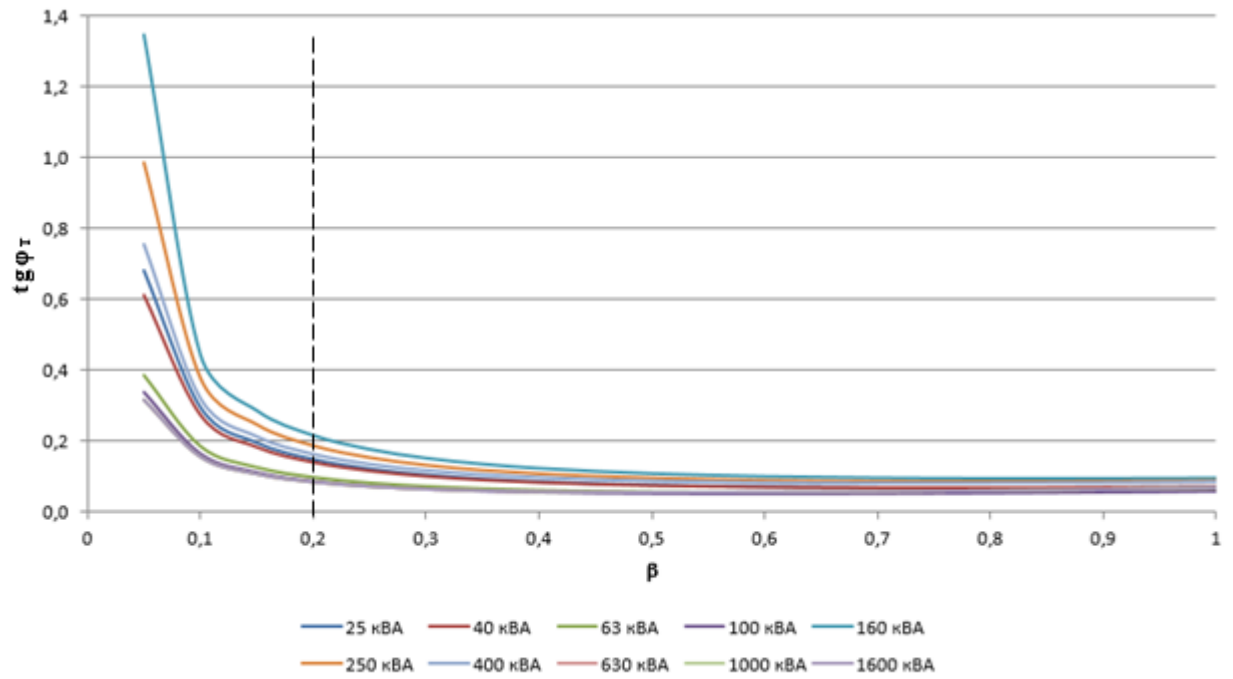


Рисунок 2.8 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_T = f(\beta)$
для силовых трансформаторов серии ТСЗ

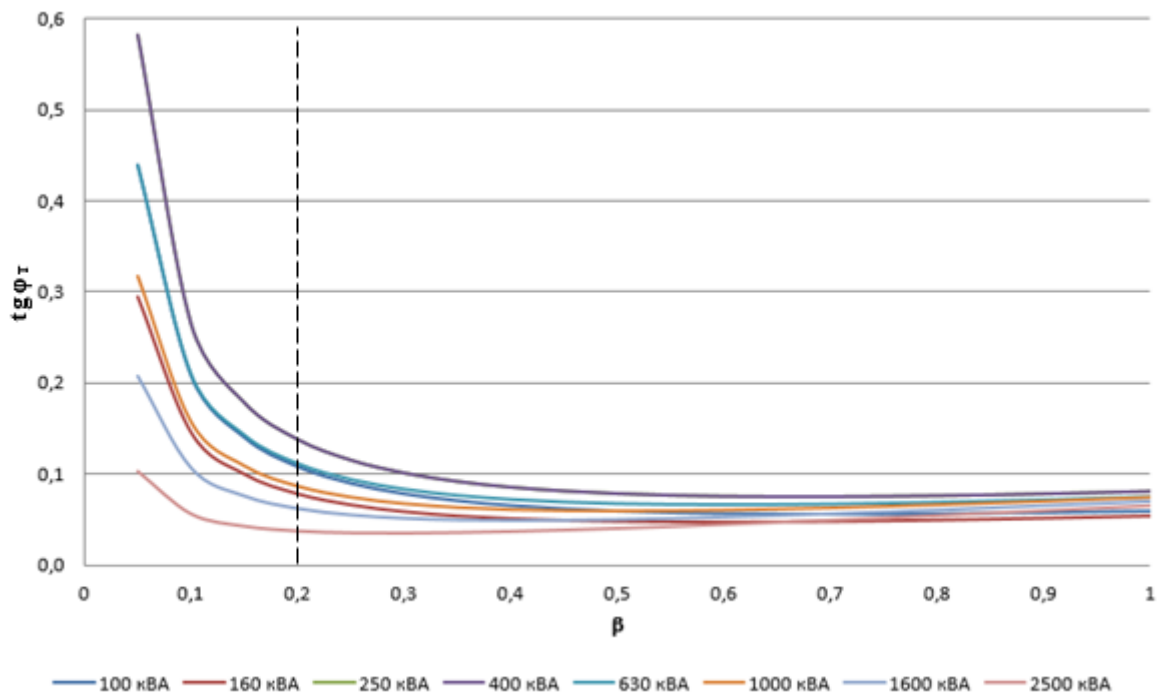


Рисунок 2.9 – Графики зависимости $\text{tg}\varphi_T = f(\beta)$
для силовых трансформаторов серии ТСЗГЛ

В этом случае происходит резкое увеличение $\operatorname{tg}\varphi_T$ и относительной величины реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами [53]. Следовательно, для трансформаторов значение коэффициента загрузки $\beta_{кр} = 0,2$ является критическим. Установленное критическое значение $\beta_{кр}$ трансформаторов также, как и у электродвигателей, отличается от принятого на практике $\beta_{кр} = 0,4$. Это обстоятельство связано с совершенствованием конструктивного исполнения трансформаторов и улучшающегося качества трансформаторной стали, используемой при изготовлении магнитопроводов.

Так, анализ полученных результатов показал, что у трансформаторов серии ТМ коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_T$ выше, чем у трансформаторов серии ТМГ. Сухие трансформаторы серии ТСЗ также имеют более высокое значение $\operatorname{tg}\varphi_T$ по сравнению с трансформаторами серии ТСЗГЛ. Это означает, что современные силовые трансформаторы характеризуются меньшим потреблением реактивной мощности по сравнению с их более старыми аналогами.

Из графиков зависимости $\operatorname{tg}\varphi_T = f(\beta)$ также следует, что помимо нагрузки потребление реактивной мощности силовыми трансформаторами зависит и от величины их номинальной мощности. Данная зависимость заключается в том, что с уменьшением номинальной мощности трансформаторов значение $\operatorname{tg}\varphi$ и относительная величина потребляемой ими реактивной мощности возрастают [54].

Вместе с тем, потребление реактивной мощности трансформаторами зависит от их нагрузки в меньшей степени, чем у асинхронных двигателей. Это следует из сравнения графиков зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки. Кроме того, из графиков видно, что силовые трансформаторы по сравнению с двигателями потребляют значительно меньше реактивной мощности. Это обусловлено отсутствием воздушного зазора в магнитной цепи транс-

форматоров, благодаря чему для создания магнитного потока им требуются меньшие значения реактивной мощности. Однако суммарное потребление реактивной мощности трансформаторами в РС ТСО соизмеримо с ее потреблением электродвигателями в сетях потребителей, поскольку их установленная мощность, как правило, значительно превышает установленную мощность асинхронных двигателей.

2.5. Исследование влияния свойств электротехнической стали на потери холостого хода трансформаторов

Основным узлом трансформатора, определяющим его параметры холостого хода, является магнитопровод. От материала и конструкции магнитопровода зависит величина потерь холостого хода трансформатора. Для изготовления магнитопроводов используется листовая электротехническая сталь, которая по своему структурному состоянию подразделяется на: горячекатаную, холоднокатаную и аморфную.

Для оценки влияния свойств стали, применяемой в магнитопроводах силовых трансформаторов, на потери холостого хода были проанализированы номинальные параметры трансформаторов с магнитопроводами из различных электротехнических сталей. В результате получены графики зависимости потерь холостого хода от номинальной мощности трансформаторов $\Delta P_x = f(S_{\text{ном.т}})$ (рисунок 2.10) [55].

Из рисунка видно, что величина потерь холостого хода в силовых трансформаторах значительно меняется в зависимости от структурного состояния и вида проката электротехнической стали.

Наибольшие потери холостого хода имеют место в трансформаторах с магнитопроводами из горячекатаной стали (кривая 1). Это обусловлено высокими потерями на гистерезис, которые составляют 60–76 % от суммарных потерь [56]. Данная сталь в течение многих лет

применялась в магнитных системах трансформаторов. Ее качество постепенно улучшалось, однако удельные потери оставались высоки.

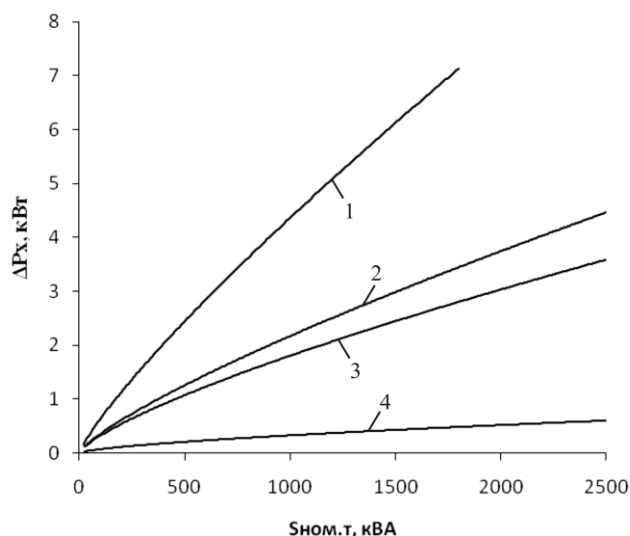


Рисунок 2.10 – Потери холостого хода в силовых трансформаторах с магнитопроводами из различных электротехнических сталей: 1 – горячекатаная сталь; 2 – холоднокатаная анизотропная сталь (год выпуска 1990); 3 – холоднокатаная анизотропная сталь (год выпуска 2015); 4 – аморфная сталь

Холоднокатаная сталь имеет повышенную магнитную проницаемость и уменьшенные потери, т. к. в ней резко снижаются (по сравнению с горячекатаной сталью) потери на гистерезис. При этом одной из существенных особенностей холоднокатаной стали является анизотропия ее магнитных свойств. Наилучшие магнитные свойства эта сталь имеет в направлении прокатки. При использовании в трансформаторах магнитопроводов из холоднокатаной анизотропной стали потери холостого хода в них (кривая 2) уменьшаются в 3–4 раза по сравнению с трансформаторами с магнитопроводами из горячекатаной стали.

При этом качество выпускаемой холоднокатаной стали постоянно повышается. В результате, как показывает анализ, потери холостого хода трансформаторов за последние 25 лет снизились на 21 % (кривая

3) за счет применения улучшенной электротехнической стали и конструктивных совершенствований силовых трансформаторов.

Вместе с тем, существенно снизить потери холостого хода трансформаторов можно за счет перехода на магнитопроводы из аморфной стали. Эта сталь имеет некристаллическую структуру и характеризуется высокой магнитной проницаемостью и малыми удельными потерями. Поэтому при использовании аморфной стали потери холостого хода трансформаторов (кривая 4) оказываются в 4–5 раз меньше, чем при холоднокатаной. Однако сегодня изготовлены лишь отдельные образцы трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали, которые имеют высокую стоимость, что пока не позволяет говорить о ее массовом использовании при производстве трансформаторов [55].

Таким образом, свойства электротехнической стали оказывают существенное влияние на потери холостого хода трансформаторов. Это обстоятельство должно учитываться при эксплуатации силовых трансформаторов в РС ТСО. Так как сегодня в работе находится значительное количество трансформаторов с магнитопроводами как из горячекатаной стали, так и из холоднокатаной, но выпущенных в 1960–1980-е годы (основная часть эксплуатируемых трансформаторов), то имеют место высокие потери холостого хода в РС ТСО. Кроме того, следует учитывать, что потери холостого хода трансформаторов в течение срока службы увеличиваются. Рост потерь холостого хода в трансформаторах обусловлен условиями и режимами их работы, качеством сборки трансформаторов и электротехнической стали [57].

2.6. Анализ коэффициента загрузки силовых трансформаторов в распределительной сети территориальной сетевой организации

В целях оценки влияния нагрузки трансформаторов на потребление реактивной мощности был проведен анализ их коэффициента за-

грузки в РС ТСО г. Кемерово за период 2009–2014 гг. В балансовой принадлежности ТСО находится 20 силовых трансформаторов серии ТМ 6(10)/0,4 кВ различной номинальной мощности. Суммарная установленная мощность трансформаторов составляет 13620 кВА.

Исходными данными являлись сведения об отпуске электроэнергии в РС ТСО за 2009–2014 гг., а также ведомость результатов контрольного замера электроэнергии, снятого в один из режимных дней. Расчет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах производился в соответствии с требованиями Инструкции [4].

Потери холостого хода трансформаторов определены по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^n T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2, \quad (2.16)$$

где ΔP_x – потери холостого хода трансформатора, кВт; T_{pi} – число часов работы трансформатора в i -м режиме, ч; U_i – напряжение на высшей стороне трансформатора в i -м режиме, кВ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах производился по методу средних нагрузок по формуле:

$$\Delta W_n = k_k \Delta P_{cp} T k_{\phi}^2, \quad (2.17)$$

где k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки; ΔP_{cp} – потери мощности в трансформаторах при средних за расчетный период нагрузках, кВт; T – число часов в расчетном периоде, ч; k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы графика нагрузки за расчетный период.

Нагрузочные потери мощности в трансформаторах при средних за расчетный период нагрузках определялись по формуле:

$$\Delta P_{cp} = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} R_T = \frac{P_{cp}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{cp}^2} R_T, \quad (2.18)$$

где $P_{\text{ср}}$ – среднее значение активной мощности за период, МВт; $Q_{\text{ср}}$ – среднее значение реактивной мощности за период, МВАр; $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности сети; $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение трансформатора за расчетный период, кВ; $R_{\text{т}}$ – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Суммарные потери электроэнергии в трансформаторах определялись по формуле:

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{х}} + \Delta W_{\text{н}}. \quad (2.19)$$

В ходе расчетов были определены нагрузка и коэффициент загрузки силовых трансформаторов за 2009–2014 гг., а также потери холостого хода, нагрузочные потери и суммарные потери электроэнергии в них за указанный период [58]. По результатам расчетов была построена гистограмма распределения коэффициента загрузки трансформаторов в РС ТСО, которая приведена на рисунке 2.11.

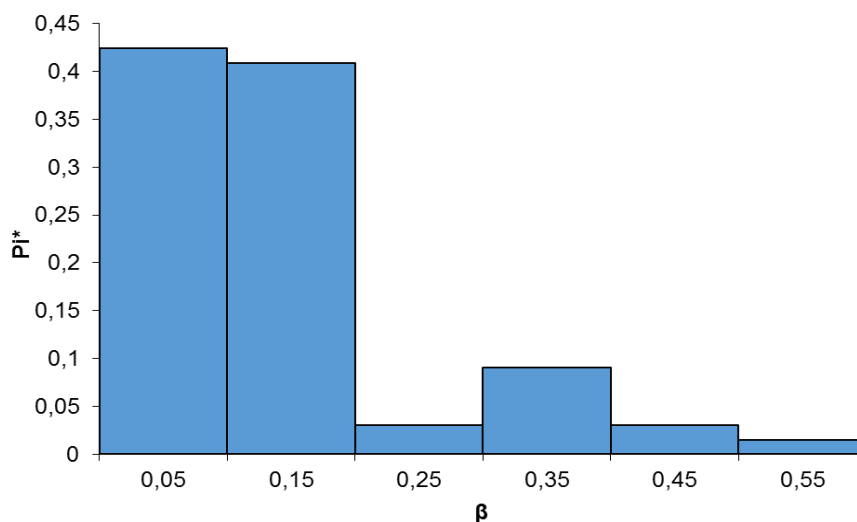


Рисунок 2.11 – Гистограмма распределения коэффициента загрузки силовых трансформаторов в РС ТСО

Из гистограммы видно, что более 80 % силовых трансформаторов в РС ТСО работает с коэффициентом загрузки, не превышающим 0,2, а

средний коэффициент загрузки составляет 0,15. При таких нагрузках значение $\operatorname{tg}\varphi_T$ существенно увеличивается, а относительное потребление реактивной мощности трансформаторами возрастает. При этом также увеличиваются потери электроэнергии в силовых трансформаторах, а, следовательно, и общие потери электроэнергии в сети.

Как показали расчеты, суммарные потери электроэнергии в силовых трансформаторах составляют более 50 % от общих технологических потерь электроэнергии в РС ТСО. При этом в среднем 86,3 % от суммарных потерь электроэнергии в трансформаторах приходится на потери холостого хода, которые обусловлены потреблением ими реактивной мощности намагничивания. Это наглядно иллюстрирует гистограмма распределения потерь холостого хода в процентах от суммарных потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, представленная на рисунке 2.12.

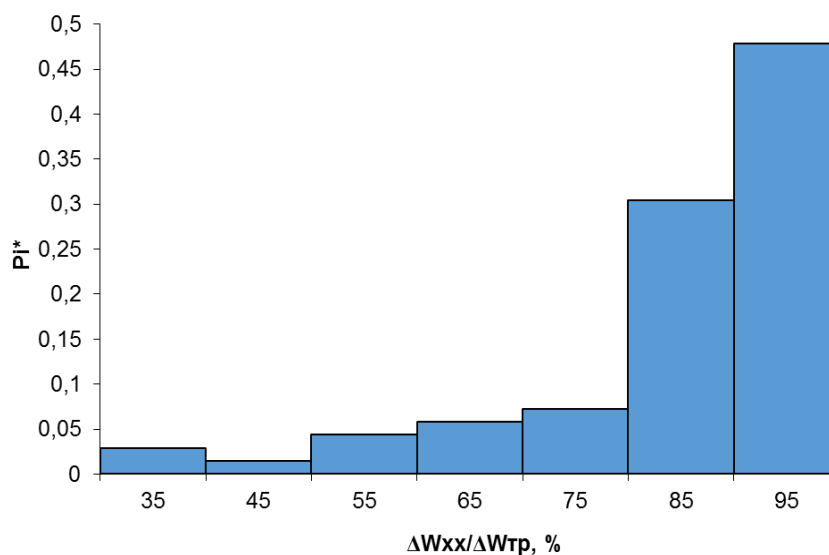


Рисунок 2.12 – Гистограмма распределения потерь холостого хода в процентах от суммарных потерь электроэнергии в трансформаторах

Таким образом, из анализа коэффициента загрузки следует, что значительная часть потребляемой реактивной мощности в РС ТСО

обусловлена малой загрузкой силовых трансформаторов. В результате $\text{tg}\varphi_{\text{т}}$ и потери электроэнергии в сети в несколько раз превышают нормируемое значение. Следует отметить, что данная ситуация наблюдается и в других обследованных ТСО. Поэтому важной задачей является повышение коэффициента загрузки трансформаторов в РС ТСО, которое может быть достигнуто при проведении организационных мероприятий по КРМ.

2.7. Оценка эффективности организационных мероприятий по компенсации реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами

К организационным мероприятиям по КРМ, потребляемой силовыми трансформаторами, можно отнести: замену трансформаторов, систематически загруженных менее 20 % номинальной мощности, и их перегруппировку, перевод нагрузки трансформаторов, временно загруженных менее 20 % номинальной мощности, на другие трансформаторы, а также их отключение при работе на холостом ходу [59]. Диапазоны нагрузок, при которых целесообразно производить замену малозагруженных трансформаторов, устанавливаются с помощью полученных графиков зависимости $\text{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$ (рисунки 2.6–2.9). Они позволяют точно определить указанные диапазоны в зависимости от типа и номинальной мощности трансформаторов, что способствует повышению эффективности организационных мероприятий по КРМ в РС ТСО.

В целях оценки эффективности организационных мероприятий по КРМ был проведен технико-экономический расчет целесообразности замены малозагруженных силовых трансформаторов в рассматриваемой РС ТСО [60]. Как было показано выше, средний коэффициент загрузки трансформаторов составляет 0,15, т. е. номинальная мощность трансформаторов является существенно завышенной по отношению к

их нагрузке. При этом имеют место значительные потери электроэнергии в трансформаторах, обусловленные их малой загрузкой. В соответствии с графиками зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$ в этих условиях целесообразно рассматривать вопрос о замене малозагруженных силовых трансформаторов трансформаторами меньшей номинальной мощности. Однако так как данные мероприятия связаны с дополнительными затратами, то возникает необходимость в определении экономического эффекта от проведения такой замены.

В ходе технико-экономического расчета рассматривалась целесообразность замены малозагруженных трансформаторов серии ТМ, установленных в РС ТСО, трансформаторами серии ТМГ меньшей номинальной мощности. Трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, что улучшает условия работы трансформаторного масла, имеют низкие потери холостого хода и короткого замыкания, а также низкий уровень шума. Кроме того, данные трансформаторы практически не требуют расходов на предпусковые работы и при правильной эксплуатации длительно не нуждаются в ремонте [61].

В целях определения экономического эффекта предлагаемых мероприятий были рассчитаны потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТСО до и после проведения замены, а также приведенные затраты на замену малозагруженных силовых трансформаторов серии ТМ трансформаторами серии ТМГ меньшей номинальной мощности. Потери электроэнергии в трансформаторах определялись по формулам (2.16)–(2.19) согласно Инструкции [4].

В таблице 2.1 приведены результаты расчета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТСО до и после проведения замены. Из данных, представленных в таблице, следует, что практически все трансформаторы в РС ТСО нуждаются в замене, т.к. имеют малый коэффициент загрузки. В результате их установленная мощность используется неэффективно ввиду значительных потерь электроэнергии.

Таблица 2.1 – Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ТСО до и после проведения замены

№ тр-ра	Тип тр-ра	$S_{\text{ном.т.}}$, кВА	β	ΔW_{xx} , тыс. кВтч	$\Delta W_{\text{нагр}}$, тыс. кВтч	$\Delta W_{\text{т}}$, тыс. кВтч
1	2	3	4	5	6	7
T1	ТМ-630	630	0,124	11,48	0,297	11,777
	ТМГ-160	160	0,490	3,590	1,572	5,162
T2	ТМ-560	560	0,112	16,644	0,196	16,84
	ТМГ-100	100	0,626	2,365	1,948	4,313
T3	ТМ-1000	1000	0,104	21,462	0,335	21,797
	ТМГ-160	160	0,652	3,592	2,790	6,382
T4	ТМ-400	400	0,103	8,322	0,146	8,468
	ТМГ-63	63	0,652	1,927	1,372	3,299
T5	ТМ-630	630	0,155	11,476	0,462	11,938
	ТМГ-250	250	0,391	6,482	1,429	7,911
T6	ТМ-630	630	0,199	11,476	0,757	12,233
	ТМГ-400	400	0,313	7,271	1,335	8,606
T7	ТМ-630	630	0,036	11,476	0,024	11,5
	ТМГ-40	40	0,562	1,358	0,700	2,058
T8	ТМ-630	630	0,094	11,476	0,169	11,645
	ТМГ-100	100	0,592	2,365	1,741	4,106
T9	ТМ-560	560	0,089	16,644	0,125	16,769
	ТМГ-100	100	0,501	2,365	1,246	3,611
T10	ТМ-630	630	0,036	11,476	0,025	11,501
	ТМГ-40	40	0,569	1,358	0,719	2,077
T11	ТМ-630	630	0,575	11,476	6,342	17,818
T12	ТМ-400	400	0,007	8,322	0,001	8,323
	ТМГ-25	25	0,105	1,007	0,017	1,024

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
T13	ТМ-630	630	0,074	11,476	0,106	11,582
	ТМГ-100	100	0,469	2,365	1,092	3,457
T14	ТМ-630	630	0,082	11,476	0,130	11,606
	ТМГ-100	100	0,518	2,365	1,335	3,7
T15	ТМ-400	400	0,080	8,322	0,089	8,411
	ТМГ-63	63	0,507	1,927	0,831	2,758
T16	ТМ-630	630	0,048	11,476	0,045	11,521
	ТМГ-63	63	0,484	1,927	0,756	2,683
T17	ТМ-1000	1000	0,032	21,462	0,032	21,494
	ТМГ-63	63	0,509	1,927	0,836	2,763
T18	ТМ-1000	1000	0,032	21,462	0,032	21,494
	ТМГ-63	63	0,509	1,927	0,836	2,763
T19	ТМ-1000	1000	0,032	21,462	0,032	21,494
	ТМГ-63	63	0,509	1,927	0,836	2,763
T20	ТМ-1000	1000	0,032	21,462	0,032	21,494
	ТМГ-63	63	0,509	1,927	0,836	2,763
Итого:		13620	0,150	280,320	9,375	289,695
		2646	0,502	61,451	28,570	90,021

Замена всех малозагруженных силовых трансформаторов приведет к снижению их установленной мощности в РС ТСО с 13620 кВА до 2646 кВА, а средний коэффициент загрузки трансформаторов увеличится с 0,15 до 0,502. При этом потери холостого хода трансформаторов за счет уменьшения потребляемой реактивной мощности намагничивания снизятся на 218,869 тыс. кВт·ч, а нагрузочные потери, наоборот, несколько возрастут (на 19,195 тыс. кВт·ч) вследствие естественного повышения загрузки трансформаторов.

В результате после замены всех малозагруженных силовых трансформаторов суммарные потери электроэнергии в них снизятся на 69 %. А поскольку потери электроэнергии в силовых трансформаторах, как отмечалось выше, составляют более 50 % от общих технологических потерь электроэнергии, то после проведения замены потери электроэнергии в РС ТСО также значительно снизятся.

Приведенные затраты на замену малозагруженных силовых трансформаторов определяются по формуле:

$$З = E_n K_T + C_э, \quad (2.20)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (для расчетов в электроэнергетике принимается 0,125); K_T – единовременные капитальные затраты на приобретение силовых трансформаторов, их транспортировку к месту назначения и проведение монтажных работ, тыс. руб; $C_э$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$C_э = c_0 \Delta W_T, \quad (2.21)$$

где c_0 – удельная стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч.

В соответствии с формулой (2.21) при действующем тарифе энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика) для ТСО $c_0 = 4$ руб/кВт·ч стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах до проведения замены составляла 1158,78 тыс. руб/год. После замены всех малозагруженных силовых трансформаторов в РС ТСО стоимость потерь в них снизилась до 360,084 тыс. руб/год.

Единовременные капитальные затраты на приобретение трансформаторов, их транспортировку к месту назначения и проведение монтажных работ по данным прайс-листов российских заводоизготовителей составили в среднем 1472,9 тыс. руб (без учета ликвидационной стоимости оборудования).

Тогда приведенные затраты на замену всех малозагруженных силовых трансформаторов серии ТМ трансформаторами ТМГ меньшей номинальной мощности согласно формуле (2.20) будут равны 544,20 тыс. руб/год. Сравнивая стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах до проведения замены с приведенными затратами на замену малозагруженных трансформаторов, можно сделать вывод, что после замены экономия составит 614,58 тыс. руб/год. Кроме того, по истечении срока окупаемости (около 2 лет), а также с учетом постоянного роста тарифов на электроэнергию, данная экономия, очевидно, будет увеличиваться за счет существенного снижения стоимости потерь.

Следовательно, замена малозагруженных силовых трансформаторов в РС ТСО обеспечивает высокий экономический эффект, значительно снижая потребление реактивной мощности и потери электроэнергии в электрических сетях. Реализация в РС ТСО других организационных мероприятий по компенсации реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, даст возможность значительно повысить указанный экономический эффект.

2.8. Выводы

1. При увеличении коэффициента реактивной мощности относительные значения пропускной способности, потерь электроэнергии и потерь напряжения в РС ТСО изменяются в кубической зависимости. Так, при среднем значении $\text{tg}\varphi = 0,6$ пропускная способность РС ТСО снижается на 14 %, потери электроэнергии увеличиваются на 26 %, а потери напряжения – на 38 %.

2. Нагрузка асинхронных двигателей и трансформаторов оказывает наибольшее влияние на потребление ими реактивной мощности.

3. Установлено, что критические значения коэффициентов загрузки асинхронных двигателей и силовых трансформаторов, при ко-

торых происходит резкое увеличение относительной величины потребляемой ими реактивной мощности, зависят от их конструктивного исполнения и материала магнитопровода и имеют более низкие значения по сравнению с принятыми на практике. Так, для электродвигателей критическое значение составило $k_{з.кр} = 0,3$ вместо установленного $k_{з.кр} = 0,45$, для трансформаторов – $\beta_{кр} = 0,2$ вместо $\beta_{кр} = 0,4$.

4. При производстве силовых трансформаторов средних номинальных мощностей следует применять магнитопроводы из аморфной стали, т.к. потери холостого хода в них в 4–5 раз ниже, чем при использовании холоднокатаной стали.

5. Обследование РС ТСО показало, что значительная часть потребляемой в них реактивной мощности обусловлена малой загрузкой силовых трансформаторов, в результате $\text{tg}\varphi$ и потери электроэнергии в несколько раз превышают нормируемое значение.

6. Замена малозагруженных трансформаторов значительно снижает потребление реактивной мощности и потери электроэнергии в РС ТСО и обеспечивает высокий экономический эффект, который составил 614,58 тыс. руб/год при сроке окупаемости менее 2 лет.

3. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

3.1. Описание задачи оптимизации размещения компенсирующих устройств с позиции системного подхода

КРМ является неотъемлемой частью комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электрических сетей. От рационального выбора КУ зависят режимы напряжений и реактивных мощностей в узлах сети, потери электроэнергии, габариты и пропускная способность сетевого оборудования и др. Значительные преимущества в данном отношении дает оптимизация размещения КУ, повышая технико-экономические показатели сети.

Каждая распределительная сеть характеризуется собственной оптимизационной эффективностью в соответствии с заранее определенными критериями, представляющую собой разницу их значений при оптимальном режиме КРМ и исходном состоянии сети [62]. Поэтому выбор КУ представляет собой оптимизационную задачу, цель которой состоит в организации такого управления выбором и размещением КУ, которое обеспечивает максимальный экономический эффект при соблюдении всех технических условий нормальной работы электрических сетей и установленного оборудования [63].

Задача оптимизации размещения КУ представляет собой характерную системную задачу, предусматривающую охват электрических сетей всех уровней напряжения, а также взаимосвязь процессов КРМ с целым рядом смежных задач, к числу которых относятся регулирование напряжения, повышение качества электроэнергии, обеспечение надежности работы электросетевого комплекса.

Однако несмотря на то, что наиболее полный подход к решению данной задачи состоит в совместном рассмотрении электрических сетей с различными номинальными напряжениями от электростанций до отдельных электроприемников, очевидно, такой подход практически осуществить невозможно. Поэтому неизбежно разделение всех электрических сетей на подсистемы и раздельное решение для них задачи оптимизации размещения КУ [64].

В этом отношении электросетевой комплекс является многоуровневой системой. При этом достаточно разнообразные по конфигурации и большие по мощности отдельные подсистемы могут быть также отнесены к большим, хорошо структурированным системам, хотя и с неполно или не вполне достоверно заданной информацией. В связи с этим существует необходимость структурного описания задачи оптимизации размещения КУ в электрических сетях с различных позиций.

Анализ современного состояния задачи следует вести с позиции ее предварительного морфологического, функционального и информационного описания [65].

Под морфологическим описанием в данном случае понимаются схемы электрических сетей, границы отдельных подсистем и их технические особенности. С этой точки зрения, электросетевой комплекс можно разделить на следующие подсистемы:

- системообразующий уровень напряжением 330–1150 кВ;
- замкнутые и разомкнутые распределительные сети 110–220 кВ;
- распределительные сети 6–35 кВ, в том числе РС ТСО;
- электрические сети напряжением до 1 кВ.

Функциональное описание задачи оптимизации размещения КУ необходимо для определения целей оптимизации и способов их достижения и заключается в построении математических моделей электрических сетей и происходящих в них процессах. При разработке математической модели необходимо, чтобы ее точность соответствовала

точности исходной информации или степени ее неопределенности, т.е. выполнялся принцип «соответствия внешнего правдоподобия модели ее внутреннему правдоподобию» [65].

Информационное описание задачи дает представление об организации системы (получение исходных данных об электрической сети, оценка влияющих факторов и т.п.), а также характеризует степень неопределенности данных о системе.

Применение подобного подхода позволяет комплексно подходить к решению задачи оптимизации размещения КУ в электрических сетях на разных ее уровнях, четко формулировать цели и критерии оптимизации, осуществлять выбор ограничений и получать решения, в наибольшей степени соответствующие реальным условиям.

3.2. Многоуровневая иерархическая модель оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций

Процесс оптимизации размещения КУ в электрических сетях можно охарактеризовать с позиции теории многоуровневых систем, развитой в [66], представив его в виде совокупности иерархически организованных подсистем, различных по своему функциональному назначению. Многоуровневая иерархическая модель оптимизации размещения КУ в РС ТСО приведена на рисунке 3.1.

При изучении таких систем важную роль играют следующие уровни описания их деятельности:

- уровень описания или абстрагирования;
- уровень принятия решений;
- организационный уровень [65].

В свою очередь, описание задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО можно представить следующими пятью уровнями:

- понятийным уровнем, сконцентрированным на описании совокупности физических процессов и условий работы системы;
- математическим уровнем, включающем в себя математическую формулировку задачи оптимизации и алгоритм расчета;
- вычислительным уровнем, на основе которого создаются различные программы расчета;
- организационным уровнем, характеризующим нормативно-правовую базу и взаимодействие различных организаций по реализации полученных решений;
- технологическим уровнем, учитывающим особенности производства КУ, их монтаж, эксплуатацию и т.д.

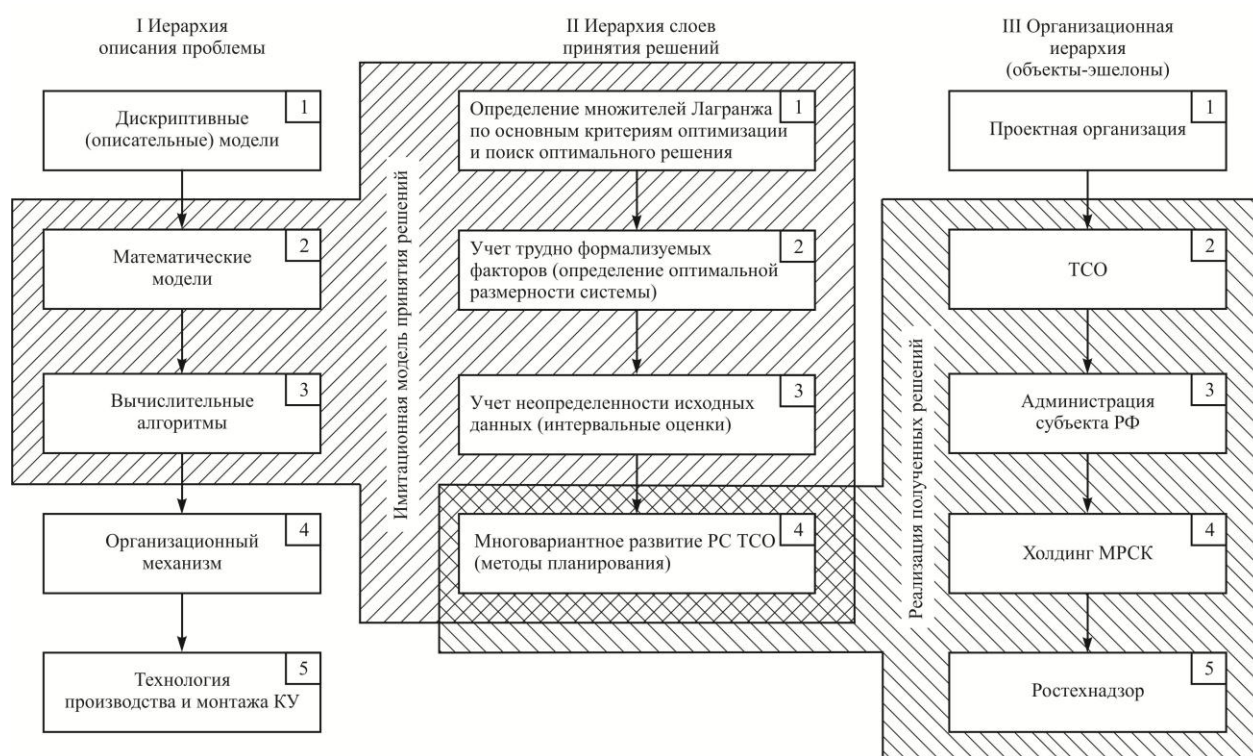


Рисунок 3.1 – Многоуровневая иерархическая модель оптимизации размещения КУ в РС ТСО

При этом выбор уровней, т.е. тех моделей, с помощью которых описывается система, зависит от поставленных целей исследования. Так, в настоящей работе основное внимание уделено математическому

и вычислительному аспектам. Остальные уровни указаны для общей характеристики задачи оптимизации размещения КУ в целом.

Следующий уровень описания данной задачи можно отнести к процессам принятия решений, что сильно осложняется существующими неопределенностями. К основным из них относятся:

- развитие и изменение конфигурации электрической сети;
- значения параметров сети (активная и реактивная нагрузки, уровень напряжения, частота);
- цели и критерии оптимизации размещения КУ;
- плохая формализуемость факторов организационного характера;
- трудность учета человеческого фактора на различных этапах процесса управления.

Иерархический подход в этом случае заключается в некоторой совокупности подзадач, которые следует решать последовательно, поскольку решение каждой из них детерминирует какие-либо параметры в последующей задаче, делая ее более определенной. Такая иерархия называется «иерархией слоев принятия решений», а вся система – «многослойной системой принятия решений» [66]. Подобная многослойная система представлена на рисунке 3.1 и включает в себя:

- определение множителей Лагранжа по основным критериям оптимизации и поиск оптимального решения;
- учет трудно формализуемых факторов (определение оптимальной размерности системы);
- учет неопределенности исходных данных (интервальные оценки);
- многовариантное развитие РС ТСО (методы планирования).

Понятие организационной иерархии подразумевает, что:

- система состоит из совокупности четко выделенных взаимодействующих подсистем);
- подсистемы являются элементами, принимающими решения;

– подсистемы располагаются иерархически, т.е. некоторые из них находятся под управлением других подсистем.

Уровень в такой системе называется «эшелоном», а сама система – «многоэшелоной» [66]. В ряде случаев входящие в нее подсистемы, обладающие правом принятия решений, могут иметь конфликтные, т.е. противоречащие друг другу цели. Так, для принятой в работе иерархии, состоящей из различных организаций, служб и ведомств, принимающих решения по выбору и размещению КУ в электрических сетях и контролирующих эту деятельность (рисунок 3.1), подобные противоречия могут иметь место, не являясь при этом решающими. Поэтому необходимо определить перед всеми входящими в систему организациями такие цели, достигая которые наиболее подходящим образом, они обеспечили бы нужное поведение системы в целом.

Между элементами трех рассмотренных иерархий существуют многочисленные поперечные связи по передаче информации. Например, имея исходные данные о РС ТСО на уровнях 2 и 3 первой иерархии, получаем некоторое решение по размещению КУ в узлах электрической сети. Если данное решение удовлетворяет поставленным целям, то оно может быть передано на уровень организационной иерархии для последующей реализации. Однако часто полученное решение является одним из множества, на основании которого можно только составить представление о размещении КУ в РС ТСО в первом приближении. Следовательно, необходим соответствующий критерий, позволяющий отклонить заведомо неэффективные решения и определяющий область решений, среди которых и следует искать оптимальное.

Таким образом, между иерархией описания проблемы и организационной иерархией в качестве промежуточного звена должна стоять иерархия слоев принятия решений. Поэтому важное значение при решении задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО имеет форма-

лизация связей, как между уровнями параллельных иерархий, так и в пределах каждой отдельной иерархии.

3.3. Формулировка задачи оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций

Постановка задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО может рассматриваться в различных вариантах. В одном из вариантов суммарная мощность КУ задается априорно, например, из условия баланса реактивных мощностей. Тогда задача состоит в том, чтобы оптимально распределить данную мощность по узлам сети. При постановке задачи по другому варианту целевая функция представляет собой приведенные затраты и при оптимальном размещении КУ находится их суммарная мощность, соответствующая минимуму целевой функции [63].

Независимо от используемого подхода, задача оптимизации размещения КУ в электрических сетях является по своей сути многокритериальной. При этом цели и критерии оптимизации можно разделить следующим образом.

1. Режимные:

- повышение экономических показателей (снижение потерь электроэнергии в сети, уменьшение капиталовложений в сеть);
- повышение технических показателей за счет изменения напряжений в узлах сети.

2. Технологические:

- снижение технологических сложностей (концентрация КУ в меньшем числе узлов сети, повышение степени использования КУ, упрощение систем управления мощностями КУ и др.).

Математически в общем виде задача оптимизации размещения КУ в РС ТСО формулируется, исходя из условия минимизации целевой функции приведенных затрат:

$$\begin{aligned}
 Z = & \sum_{i=1}^I Z_{\text{к}}^{\text{пост}}(Q_{ki}) + \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^I Z_{\text{к}}^{\text{пер}}(Q_{kin}) + \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J Z_{\text{к}}^{\text{пер}}(Q_{kjn}) + \\
 & + \sum_{n=1}^N Z_{\text{п}}(Q_{kjn}, Q_{kin}) + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M Y(U_{mn}) \rightarrow \min
 \end{aligned} \quad (3.1)$$

при условии соблюдения установившегося режима сети (системы нелинейных уравнений состояния сети):

$$W(\mathbf{P}, \mathbf{Q}, \mathbf{U}) = 0, \quad (3.2)$$

где $\mathbf{P}$ – матрица-вектор активных мощностей; $\mathbf{Q}$ – матрица-вектор реактивных мощностей; $\mathbf{U}$ – матрица-вектор напряжений в узлах сети.

Первое слагаемое в формуле (3.1) связано с затратами на вновь устанавливаемые КУ, не зависящими от режима работы электрической сети и определяемыми мощностью КУ в каждом i -м узле из I узлов. Во втором слагаемом учтены затраты, связанные с эксплуатацией вновь устанавливаемых КУ мощностью Q_{kin} и зависящие от режима работы электрической сети. Общее число рассматриваемых характерных режимов сети при этом равно N . Третье слагаемое характеризует затраты, связанные с потерями мощности в существующих КУ Q_{kyn} в каждом j -м узле из общего числа J . Затраты, связанные с потерями мощности и электроэнергии в РС ТСО учтены в четвертом слагаемом. Они зависят от выбранной мощности в данном режиме сети существующих КУ Q_{kyn} и вновь устанавливаемых КУ Q_{kin} . Пятое слагаемое учитывает ущерб, возникающий в распределительной сети из-за неоптимальных напряжений U_{mn} в каждом m -м узле из общего числа узлов M .

Из анализа формулы (3.1) следует, что решение задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО, сформулированной в общем виде, представляет собой значительные трудности, т.к. взаимосвязь приведенных

факторов достаточно сложна. Попытка их одновременного учета даже в простейшей сети ведет к неоправданному усложнению целевой функции. Поэтому естественными представляются подходы к ее решению, содержащие некоторые допущения. В частности, важное значение имеет «очерчивание областей доминирования отдельных факторов и обоснование возможности неучета других факторов» [65].

Исходя из этого, в формуле (3.1) третье слагаемое, характеризующее затраты, связанные с потерями мощности в существующих КУ, можно не учитывать, ввиду низкой оснащенности РС ТСО данными устройствами, а также вследствие того, что удельные потери активной мощности на генерацию реактивной в современных КУ малы и не превышают 0,1–0,5 Вт/кВАр. Для РС ТСО можно также не учитывать ущерб, возникающий у потребителей из-за неоптимальных напряжений в узлах сети, т.к. данные сети, как правило, характеризуются небольшой протяженностью.

С учетом указанных допущений целевая функция примет вид:

$$Z = \sum_{i=1}^I Z_k^{\text{пост}}(Q_{ki}) + \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^I Z_k^{\text{пер}}(Q_{kin}) + \sum_{n=1}^N Z_n(Q_{kjn}, Q_{kin}) = Z_k + Z_n \rightarrow \min. \quad (3.3)$$

Решение задачи оптимизации размещения КУ в электрических сетях невозможно без ряда ограничений. Это вызвано относительной сложностью задачи и необходимостью учета большого числа влияющих факторов [67]. Поэтому при решении задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО должны быть введены следующие ограничения:

– по загрузке и установленной мощности КУ

$$Q_{ki \min} \leq Q_{kin} \leq Q_{ki \max}; \quad (3.4)$$

– по напряжениям в узлах сети

$$U_{mn \min} \leq U_{mn} \leq U_{mn \max}. \quad (3.5)$$

В ходе оптимизации целевой функции должны быть получены:

– матрица мощностей устанавливаемых КУ, характеризующая их загрузку в характерных режимах работы электрической сети

$$Q_K = \begin{bmatrix} Q_{K11} & Q_{K12} & \dots & Q_{K1N} \\ Q_{K21} & Q_{K22} & \dots & Q_{K2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Q_{KI1} & Q_{KI2} & \dots & Q_{KIN} \end{bmatrix}; \quad (3.6)$$

– матрица, элементы которой характеризуют экономический эффект от установки КУ в соответствующих узлах сети

$$\mathcal{E} = \begin{bmatrix} \mathcal{E}_{11} & \mathcal{E}_{12} & \dots & \mathcal{E}_{1N} \\ \mathcal{E}_{21} & \mathcal{E}_{22} & \dots & \mathcal{E}_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mathcal{E}_{I1} & \mathcal{E}_{I2} & \dots & \mathcal{E}_{IN} \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

Для реализации указанного подхода необходимо максимально формализовать процесс решения задачи с использованием математических методов оптимизации. При этом данные методы должны удовлетворять требованиям точности, полноты и удобства реализации для того, чтобы получать оптимальные решения, в наибольшей степени соответствующие реальной задаче.

3.4. Выбор метода оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций

Проблеме оптимизации размещения КУ в электрических сетях посвящено большое количество отечественных [68–77] и зарубежных [78–82] работ. Однако все они рассматривают данную задачу, в основном, на уровне сетей энергосистемы (110 кВ и выше), либо промышленных сетей, не затрагивая при этом РС ТСО. Между тем, электрические сети на разных уровнях характеризуются своими особенностями

построения, режимами работы и пр., которые должны учитываться при выборе методов оптимизации, используемых для решения задачи.

В [83] предложено решение задачи оптимизации размещения КУ методом покоординатного спуска. Задача решается в предположении, что места установки дополнительных КУ задаются заранее, исходя из технических или иных ограничений. Активные и реактивные нагрузки узлов задаются в виде ступенчатых графиков. Целевая функция, представляющая собой приведенные затраты, содержит векторы мощностей дополнительных и существующих КУ, а также векторы нагрузок КУ на каждой ступени графика нагрузки.

Решение задачи оптимизации размещения КУ в электрических сетях методом нелинейного квадратичного программирования описано в [84]. В данном случае рассматривается режим максимальных реактивных нагрузок энергосистемы, исходя из которого определяется мощность КУ. Снижение потерь электроэнергии определяется по методу времени максимальных потерь. Целевая функция представляет собой приведенные затраты и включает вектор мощности существующих источников реактивной мощности, вектор искомых мощностей дополнительных КУ, а также вектор, элементы которого характеризуют приведенные затраты на единицу мощности КУ. При решении задачи принимается, что все существующие источники реактивной мощности загружены полностью. Для упрощения также полагается, что параметры всех элементов сети приведены к одному номинальному напряжению.

На основе математического аппарата квадратичного программирования предложен матрично-вычислительный метод решения задачи оптимизации размещения КУ [85]. Суть этого метода заключается в том, что процесс решения сложной системы уравнений, описывающих режим энергосистемы с КУ, заменяется определением оптимальных значений мощностей КУ по готовым матричным формулам. Метод разработан применительно к балансовой постановке задачи.

Для определения оптимальной суммарной мощности КУ строится зависимость минимальных приведенных затрат от заданной суммарной мощности КУ. Эта зависимость получается путем последовательного решения задачи оптимизации при каждом заданном значении мощности КУ. В результате находится точка экстремума, в которой функция приведенных затрат достигает своего минимума. В методе принимается допущение о равенстве напряжений во всех узлах электрической сети. Исходными данными служат среднегодовые реактивные нагрузки узлов и существующих источников реактивной мощности. Несмотря на простоту алгоритма расчета, при использовании указанного метода могут встретиться значительные вычислительные трудности, связанные с тем, что в процессе расчета приходится приводить сопротивления всех ветвей схемы к одному номинальному напряжению и обращать матрицу узловых проводимостей исходной сети.

Решение задачи на основе оптимизации стационарных режимов электрической сети градиентным методом предложено в [86]. Отмечается, что при выборе компенсирующих устройств должен рассматриваться ряд представительных режимов. Целевая функция формулируется в виде приведенных затрат. Оптимальное решение находится путем проведения серии расчетов и последующего технико-экономического сравнения вариантов.

В [87] предложено решение задачи оптимизации размещения КУ методом потенциалов затрат. При решении задачи по этому методу используется условная схема электрической сети, содержащая активные сопротивления элементов сети и расчетные реактивные нагрузки узлов. Метод позволяет по условию минимума приведенных затрат выбирать оптимальное размещение дополнительных КУ с одновременным определением наиболее целесообразной загрузки существующих источников реактивной мощности.

Для удобства расчетов в методе введено понятие потенциалов затрат. Потенциал затрат на передачу реактивной мощности по электрической сети в данный узел зависит от параметров сети, реактивных нагрузок узлов и распределения реактивных мощностей между источниками. При установке дополнительной мощности КУ значение данного потенциала затрат снижается, т. к. снижаются потери мощности в электрической сети. Потенциал затрат на генерацию реактивной мощности дополнительными КУ в данном узле определяется технико-экономическими показателями КУ и степенью их использования. К достоинству метода потенциалов затрат следует отнести применение специального экономического критерия, позволяющего упростить процесс решения задачи. Недостатком метода является использование условной схемы электрической сети только с активными сопротивлениями и реактивными нагрузками. В связи с этим в алгоритме отсутствует учет ограничений по напряжению. Кроме того, не учитываются потери реактивной мощности от протекания активных мощностей в сети, что может повлиять на выбор оптимальных мест установки КУ.

Помимо рассмотренных методов, существуют и другие подходы к решению задачи оптимизации размещения КУ в электрических сетях. Данные методы отличаются исходной постановкой задачи и ее последующей реализацией, однако их объединяет то, что они относятся к прямым методам решения, основанным на итеративных процессах вычисления и сравнения значений оптимизируемых функций. При этом исходная задача является, как правило, задачей безусловной оптимизации, в которой определяется абсолютный экстремум целевой функции без дополнительных ограничений [88].

Вместе с тем, задачу оптимизации размещения КУ в электрических сетях следует рассматривать как задачу условной оптимизации [63, 89]. В них определяется относительный экстремум целевой функции, т. е. экстремум целевой функции при наличии связующих ограни-

чений на ее переменные, что позволяет получать решения, максимально отвечающие условиям реальной задачи.

Очевидно, что решение задач условной оптимизации значительно сложнее решения задач безусловной оптимизации. Поэтому естественным является стремление свести задачу условной оптимизации (поиск относительного экстремума) к более простой задаче безусловной оптимизации (поиску абсолютного экстремума) [89]. Одним из наиболее общих подходов, в котором реализуется данная процедура, является метод неопределенных множителей Лагранжа. Данный метод относится к непрямым методам решения и широко используется для решения нелинейных оптимизационных задач [90]. Метод неопределенных множителей Лагранжа применяют для решения задач такого же класса сложности, как и при использовании прямых методов решения, но при наличии ограничений на независимые переменные. К требованию возможности получения аналитических выражений для производных от критерия оптимизации при этом добавляется аналогичное требование относительно аналитического вида уравнений ограничений [91].

В таблице 3.1. приведены результаты сравнительного анализа различных методов оптимизации.

Анализ показывает, что среди рассмотренных методов оптимизации метод неопределенных множителей Лагранжа в наибольшей степени отвечает требованиям точности, полноты и удобства реализации для решения поставленной задачи. Некоторое усложнение в данном случае возникает лишь от введения дополнительных переменных, вследствие чего порядок системы уравнений, решаемой для нахождения экстремумов критерия оптимизации, соответственно повышается на число ограничений. В остальном, процедура поиска решений и проверки их на оптимальность полностью соответствует процедуре решения задач без ограничений [91].

Таблица 3.1 – Сравнение методов оптимизации размещения КУ в электрических сетях

Методы оптимизации	Метод по координатного спуска	Матрично-вычислительный метод	Градиентный метод	Метод потенциалов затрат	Метод неопределенных множителей Лагранжа
Достоинства	Простота реализации	Простота алгоритма расчета	Простота алгоритма расчета; при больших значениях шага обеспечения быстрого движения к экстремуму	Применение специального экономического критерия, позволяющего упростить процесс решения задачи	Задача с ограничениями сводится к задаче без ограничений; достаточно высокая точность
	Медленная сходимость процесса при неудачном выборе стартовой точки и возможность улучшить локальный экстремум	Значительные вычислительные трудности, связанные с обращением матрицы узловых проводимостей исходной сети	Приводит к колебаниям экстремума в его окрестности; при малом шаге приводит к низкой скорости сходимости к экстремуму	Отсутствует учет ограничений по напряжению; не учитываются потери реактивной мощности от потоков активных мощностей в сети	Функция должна быть дифференцируема, трудность решения систем уравнений; повышение размерности задачи

Таким образом, метод неопределенных множителей Лагранжа с достаточной степенью точности может быть применен для решения задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО.

3.5. Оптимизация размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций на основе метода неопределенных множителей Лагранжа

Метод неопределенных множителей Лагранжа позволяет находить
условный экстремум нелинейной функции

$$Z(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \text{extr} \quad (3.8)$$

n переменных при m ограничениях:

[illegible]

При этом вместо относительного экстремума целевой функции (3.8) при ограничениях (3.9) определяется абсолютный экстремум функции Лагранжа, которая имеет следующий вид:

$$L = Z(x_1, x_2, \dots, x_n) + \lambda_1 f_1(x_1, x_2, \dots, x_n, b_1) + \\ + \lambda_2 f_2(x_1, x_2, \dots, x_n, b_2) + \dots + \lambda_n f_n(x_1, x_2, \dots, x_n, b_n) \rightarrow \text{extr}, \quad (3.10)$$

где $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ – неопределенные множители Лагранжа, являющиеся, как и переменные $x_1, x_2, \dots, x_n$ искомыми переменными.

Следовательно, в функцию Лагранжа входит исходная целевая функция, а также каждое ограничение, умноженное на множитель Лагранжа. Поиск абсолютного экстремума функции (3.10) выполняется известными методами [91]. В частности, определяются и приравниваются к нулю частные производные функции Лагранжа:

$$\left\{ \begin{array}{l} \partial L / \partial x_1 = \partial Z / \partial x_1 + \lambda_1 \partial f_1 / \partial x_1 + \lambda_2 \partial f_2 / \partial x_1 + ... + \lambda_m \partial f_m / \partial x_1 = 0, \\ \partial L / \partial x_2 = \partial Z / \partial x_2 + \lambda_1 \partial f_1 / \partial x_2 + \lambda_2 \partial f_2 / \partial x_2 + ... + \lambda_m \partial f_m / \partial x_2 = 0, \\ \\ \partial L / \partial x_n = \partial Z / \partial x_n + \lambda_1 \partial f_1 / \partial x_n + \lambda_2 \partial f_2 / \partial x_n + ... + \lambda_m \partial f_m / \partial x_n = 0, \\ \partial L / \partial \lambda_1 = f_1(x_1, x_2, ..., x_n, b_1) = 0, \\ \partial L / \partial \lambda_2 = f_2(x_1, x_2, ..., x_n, b_2) = 0, \\ \\ \partial L / \partial \lambda_m = f_m(x_1, x_2, ..., x_n, b_m) = 0. \end{array} \right. \quad (3.11)$$

Система (3.11) содержит $(m+n)$ уравнений и такое же количество неизвестных. Ее решение позволяет получить координаты абсолютного минимума функции Лагранжа (3.10) или относительного минимума целевой функции (3.8) при ограничениях (3.9).

При использовании метода неопределенных множителей Лагранжа постановка задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО рассматривается из условия, что в электрической сети имеется n потребителей, реактивные нагрузки Q_i которых известны. Искомыми переменными являются мощности КУ $Q_{\kappa 1}, Q_{\kappa 2}, \dots, Q_{\kappa n}$, которые должны быть установлены в узлах сети. Требуется найти оптимальное распределение суммарной мощности КУ Q_{κ} между потребителями, т.е. имеет место балансовая постановка задачи [63].

Произведем ряд преобразований, учтя при этом все установленные в процессе исследования закономерности и свойства задачи, обусловленные ее системной спецификой, а также допущение о выборе характерных режимов работы РС ТСО.

Потери мощности отражают существование балансов мощностей по узлам сети:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \left(P_i^2 + (Q_i - Q_{\kappa i})^2 \right) R_i / U^2, \quad (3.12)$$

где P_i – активная нагрузка i -го потребителя, кВт R_i – активное сопротивление i -го элемента сети, Ом; U – напряжение сети, кВ.

Из формулы (3.12) следует, что потери мощности ΔP содержат две составляющие: потери от протекания активной мощности и потери от протекания реактивной мощности по элементам сети. Поскольку установка КУ влияет только на вторую составляющую потерь, в дальнейшем будем рассматривать потери от протекания по элементам сети только реактивных мощностей.

Тогда, преобразуя формулу (3.12), с учетом принятых допущений можно перейти от целевой функции приведенных затрат, поиск экстремума которой относится к задачам безусловной оптимизации, к критерию минимума потерь активной мощности в сети:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n (Q_i - Q_{\kappa i})^2 R_i / U^2 \rightarrow \min. \quad (3.13)$$

Минимизация целевой функции (3.13) уже является задачей условной оптимизации.

Ограничения вводятся по установленной мощности КУ

$$\sum_{i=1}^n Q_{\kappa i} - Q_{\kappa} = 0, \quad (3.14)$$

которая может варьироваться в зависимости от величины коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$.

Как показывает анализ, в балансовое условие (3.14) не следует вводить потери ΔQ в связи с тем, что это условие применимо в том случае, когда имеет место ограниченный ресурс КУ. Для РС ТСО учет потерь ΔQ дает такие малые уточнения [92], что им можно пренебречь.

Ограничения (3.4) учитываются с помощью метода групповой фиксации переменных на границах допустимого множества их значений, что сводит до минимума отклонение данных переменных. Данный метод основан на естественном свойстве электрической сети уменьшать действующие значения напряжений во всех узлах при увеличении реактивной нагрузки хотя бы в одном из них [65].

Для указанных условий составляется функция Лагранжа, а затем определяются и приравниваются к нулю ее частные производные:

$$\begin{cases} L = \sum_{i=1}^n (Q_i - Q_{\kappa i})^2 R_i / U^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^n Q_{\kappa i} - Q_{\kappa} \right) \rightarrow \min, \\ \partial L / \partial Q_{\kappa 1} = 0; \partial L / \partial Q_{\kappa 2} = 0; \dots; \partial L / \partial Q_{\kappa n} = 0, \\ \partial L / \partial \lambda = \sum_{i=1}^n Q_{\kappa i} - Q_{\kappa} = 0. \end{cases} \quad (3.15)$$

Решение системы уравнений (3.15) дает оптимальные значения мощности КУ, устанавливаемых в узлах электрической сети. Остальная часть потребляемой реактивной мощности поступает в РС ТСО из питающей сети. При этом обеспечивается минимум потерь активной мощности и снижаются потери электроэнергии в РС ТСО.

3.6. Способы размещения компенсирующих устройств в электрических сетях

В зависимости от способа размещения КУ в электрических сетях может осуществляться несколько видов КРМ: индивидуальная, групповая, централизованная и комбинированная [93]. На рисунке 3.2 показаны соответствующие способы размещения КУ.

При индивидуальной компенсации (рисунок 3.2, а) КУ присоединяются наглухо к зажимам электроприемников потребителей ТСО и компенсируют их реактивную мощность. Проведение индивидуальной компенсации позволяет снизить потери в электрической сети в наибольшей степени, поскольку в данном случае вся сеть разгружается от реактивной мощности. Вместе с тем, данный способ обладает существенным недостатком, а именно неполным использованием КУ, т.к. они отключаются одновременно с электроприемниками.

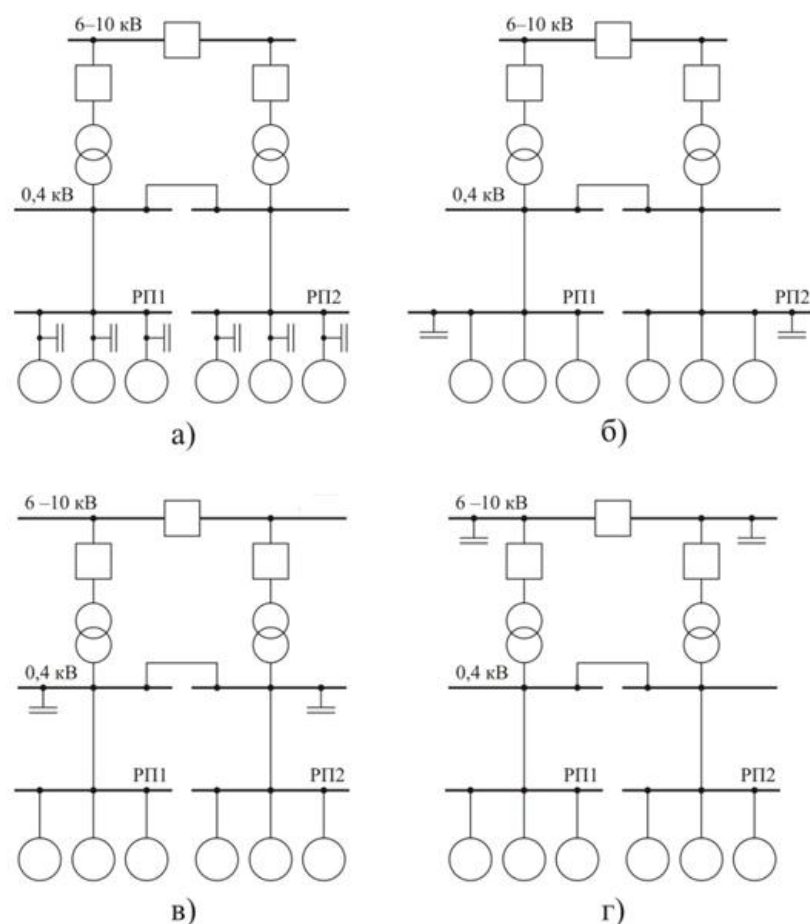


Рисунок 3.2 – Способы размещения КУ в электрических сетях:
а – индивидуальный; б – групповой; в – централизованный
на стороне 0,4 кВ; г – централизованный на стороне 6–10 кВ

При групповой компенсации (рисунок 3.2, б) в распределительных пунктах сети устанавливаются КУ, каждое из которых компенсирует часть общей реактивной мощности. При осуществлении КРМ по данной схеме использование установленной мощности КУ увеличивается, а трансформаторы ТСО и питающая сеть потребителей разгружаются от реактивной мощности. Однако распределительная сеть до электроприемников остается загруженной реактивной мощностью.

При централизованной компенсации на стороне низшего напряжения (рисунок 3.2, в), когда КУ подключаются к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции ТСО, имеет место хорошее использование их установленной мощности. В этом случае от реактивной мощно-

сти разгружаются не только сети 6–10 кВ, но и трансформаторы ТСО. При этом распределительная сеть потребителей остается неразгруженной от реактивной мощности.

При централизованной компенсации на стороне высшего напряжения (рисунок 3.2, г), когда КУ подключаются к шинам 6–10 кВ трансформаторной подстанции ТСО, использование их установленной мощности оказывается наиболее полным, но при этом все элементы сети, питающейся от подстанции, не разгружаются от реактивной мощности. При компенсации по данной схеме разгружаются только расположенные выше элементы питающей сети, а электрические сети и трансформаторы ТСО остаются загруженными реактивной мощностью.

При комбинированной компенсации сочетаются централизованная или групповая компенсация с индивидуальной.

Таким образом, каждый из перечисленных видов КРМ имеет свои преимущества и недостатки. Поэтому выбор способа размещения КУ в РС ТСО в каждом случае должен быть обоснован и осуществляться на основании оптимизационных расчетов, в частности, с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа.

3.7. Разработка алгоритма оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях территориальных сетевых организаций на основе метода неопределенных множителей Лагранжа

На основе проведенных исследований был разработан алгоритм оптимизации размещения КУ в РС ТСО с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа (рисунок 3.3).

Алгоритм предполагает проведение входной оценки фактического коэффициента реактивной мощности в РС ТСО по отношению к экономически обоснованному нормируемому значению $\text{tg}\varphi = 0,4$.

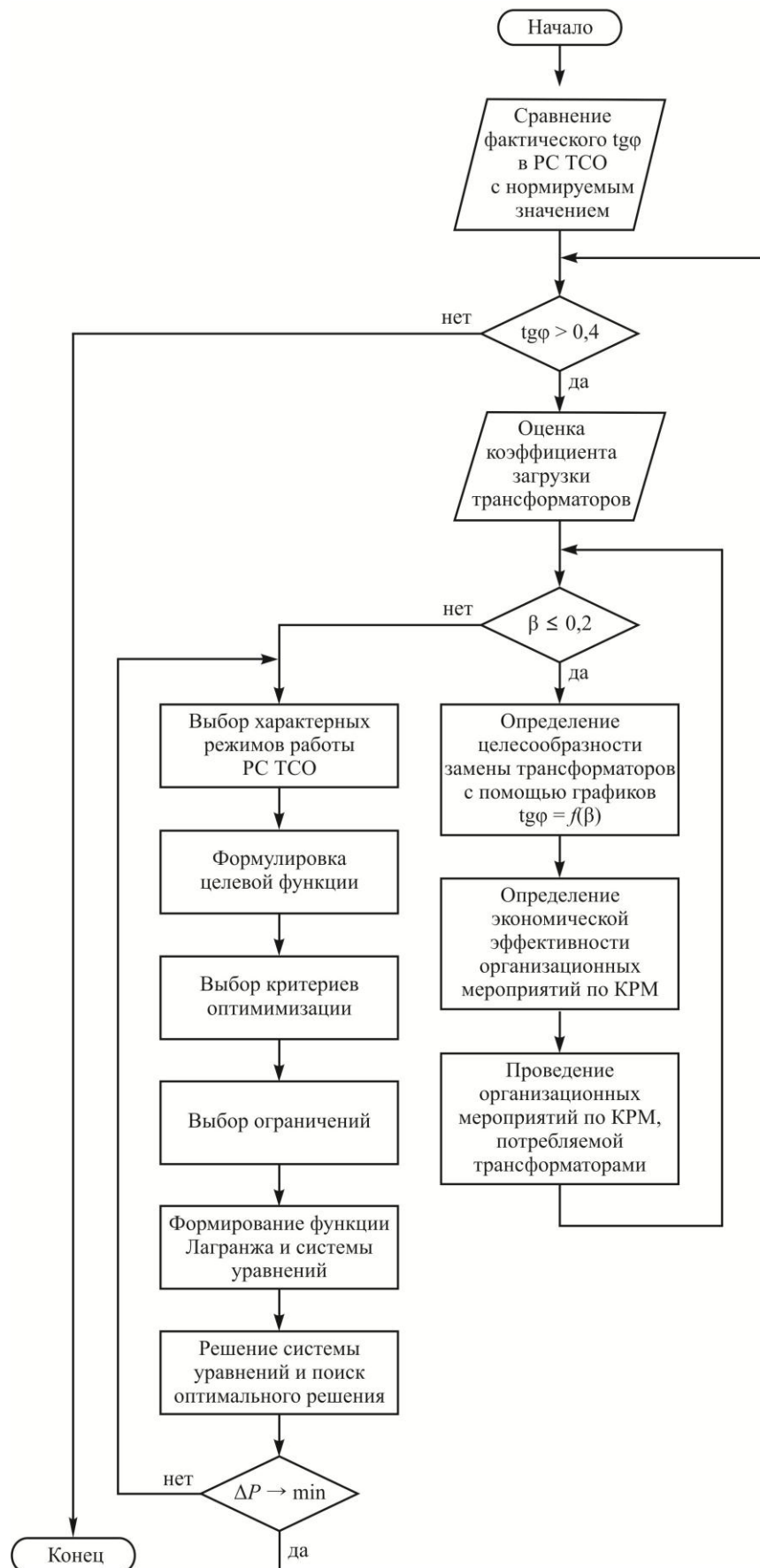


Рисунок 3.3 – Алгоритм оптимизации размещения КУ в PC TCO

В случае если $\operatorname{tg}\varphi \leq 0,4$, то распределение реактивных мощностей в электрической сети является оптимальным, либо близким к оптимальному. Если значение $\operatorname{tg}\varphi > 0,4$, то это свидетельствует о повышенном потреблении реактивной мощности, а, значит, и о повышенных потерях электроэнергии. Тогда необходимо предпринимать меры по снижению реактивной мощности в электрической сети.

В первую очередь, необходимо провести оценку коэффициента загрузки силовых трансформаторов β , установленных в РС ТСО. С помощью графиков зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\text{т}} = f(\beta)$ (рисунки 2.6–2.9) определить целесообразность замены трансформаторов. Если $\beta \leq 0,2$, то должна производиться замена малозагруженных силовых трансформаторов и другие организационные мероприятия по КРМ с обязательным определением экономического эффекта от их реализации. После проведения данных мероприятий должна быть выполнена повторная оценка коэффициента загрузки трансформаторов в электрической сети.

Если после нормализации β коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ превышает нормируемое значение, то необходимо переходить к техническим мероприятиям по КРМ с оптимизацией размещения КУ в РС ТСО на основе метода неопределенных множителей Лагранжа. Должны быть выбраны характерные режимы работы электрической сети, сформулирована целевая функция, определены критерии оптимизации и соответствующие ограничения. Для данных условий должна быть составлена функция Лагранжа, а затем определены и приравнены к нулю ее частные производные. Решение полученной системы уравнений дает оптимальное решение по размещению КУ в РС ТСО на основе критерия минимума потерь активной мощности (3.13). При отклонении полученного решения от оптимального, должна быть уточнена целевая функция и ограничения задачи, после чего процесс оптимизации повторяется до выполнения условия $\Delta P \rightarrow \min$.

Когда данное условие будет выполнено, должно быть произведено контрольное сравнение фактического значения $\text{tg}\varphi$ с нормируемым значением. Если $\text{tg}\varphi \leq 0,4$, то реактивные мощности оптимально распределены в электрической сети и результаты оптимизации размещения КУ и управления реактивной мощностью в РС ТСО достигнуты. При превышении $\text{tg}\varphi$ нормируемого значения, алгоритм должен быть повторен до тех пор, пока коэффициент реактивной мощности не будет находиться в пределах $\text{tg}\varphi \leq 0,4$.

Для повышения эффективности рассматриваемых мероприятий по КРМ данный алгоритм должен быть реализован с помощью программных средств. Однако наличие неопределенностей и трудно формализуемых факторов обуславливает привлечение человека к процессу принятия решений по оптимизации размещения КУ, в частности, к экспертным процедурам. С этой точки зрения, процесс оптимизации размещения КУ в РС ТСО является эргатической системой.

Постоянное развитие электрических сетей делает процесс принятия решений по выбору и размещению КУ бесконечноэтапным, непрерывным в условиях постоянного обновления информации, что свойственно открытым системам. Для таких систем необходимо использовать два основных принципа самоорганизации: принцип внешнего дополнения, заключающийся в рациональном использовании вновь поступающей информации и возможных изменениях критериев оптимизации в соответствии с реальным развитием электрических сетей, а также принцип неокончателности решений. Последний заключается в том, что «управлять в данный момент времени нужно так, чтобы оставалась свобода выбора решений в последующий момент времени, когда будет приниматься следующее решение» [65].

Другими словами, на каждом этапе не следует ограничиваться единственным негибким решением, а нужно ориентироваться на некоторое множество решений, близких к оптимальным по принятым кри-

териям. Речь идет о такой системе принятия решений, которая бы адаптировала выбор и размещение КУ применительно к меняющимся условиям развития электрической сети с минимальными затратами.

Оптимизация размещения КУ в РС ТСО обеспечивает их разгрузку от реактивной мощности, снижает потери электроэнергии, способствует поддержанию заданных значений напряжения в узлах. Однако схемы и нагрузки сетей не остаются постоянными, а изменяются с течением времени [94]. В результате установленные КУ используются неэффективно, а, следовательно, имеют место неоптимальные режимы работы электрических сетей по реактивной мощности.

В этом отношении важное значение имеет адаптивное управление реактивной мощностью, под которым понимается процесс изменения величины реактивной мощности, протекающей по РС ТСО, при изменении нагрузки и конфигурации сети.

Управление реактивной мощностью должно начинаться на этапе проектирования электрических сетей, когда производятся расчеты потокораспределения в перспективных схемах развития. На данном этапе должен решаться вопрос с критериями оптимизации для каждой конкретной сети, зависящий, в первую очередь, от уровней напряжения в узлах в нормальных режимах работы. Следующим этапом управления реактивной мощностью является эксплуатационный этап. Он предполагает непосредственную реализацию механизмов адаптивного управления, т.е. регулирование реактивной мощности согласно принятым критериям оптимизации в соответствии с потребностями сети.

В современных условиях, помимо технических средств регулирования, важную роль в процессе адаптивного управления реактивной мощностью должны играть также экономические механизмы [95].

Оптимизация размещения КУ в РС ТСО по своей сути относится к организационно-экономическому управлению, которое включает в себя три последовательных этапа:

- сбор исходной информации о структуре и режимах работы электрической сети;
- обработка данной информации с помощью программных средств и получение на основе имеющихся математических моделей оптимальных решений, определяющих мощности КУ в узлах сети;
- практическая реализация полученных решений.

С точки зрения адаптивного управления реактивной мощностью в РС ТСО значительный интерес представляют технологии «умных» электрических сетей Smart Grid. Под ней понимается концепция полностью интегрированной, саморегулирующейся и самовосстанавливающейся электрической сети, управляемой единой системой информационно-управляющих устройств в режиме реального времени [96].

Система Smart Grid представляет собой программно-аппаратный комплекс, включающий в себе несколько основных подсистем: интеллектуальные информационно-измерительные системы (Smart Metering), динамическое управление электрической сетью (Dynamic Grid Management) и регулирование нагрузки (Demand Response). Интеллектуальные информационно-измерительные системы позволяют осуществлять технический учет потребления электроэнергии в реальном времени и с высокой точностью. На основании информации о фактическом режиме работы сети можно выполнять прогнозирование активной и реактивной нагрузки, а также осуществлять оперативное управление режимами электрической сети путем автоматического регулирования нагрузки, управления КУ и т.п. [97]. Для снижения потерь электроэнергии используются повышение рабочих напряжений, оптимизация распределения потоков мощности, применение трансформаторов с малыми омическими потерями [98].

Таким образом, применение разработанного алгоритма позволяет осуществлять оптимизацию размещения КУ мощностью в РС ТСО, способствуя снижению потерь электроэнергии и повышению их энер-

гоэффективности. Вместе с тем, развитие механизмов адаптивного управления реактивной мощностью в электрических сетях на базе концепции Smart Grid является перспективным направлением дальнейших исследований.

3.8. Выводы

1. Анализ современного состояния задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО следует вести с позиции системного подхода и предварительного морфологического, функционального и информационного ее описания. Это позволяет четко формулировать цели и критерии оптимизации, производить выбор ограничений и получать решения, в наибольшей степени соответствующие реальным условиям.

2. Процесс оптимизации размещения КУ в РС ТСО представлен в виде многоуровневой иерархической модели, включающей уровень описания проблемы, уровень принятия решений и организационный уровень, объединенные многочисленными поперечными связями, и позволяющей структурировать задачу на разных этапах ее реализации.

3. Задача оптимизации размещения КУ в РС ТСО является многокритериальной и содержит определенные ограничения, поэтому для ее реализации необходимо максимально формализовать процесс решения с использованием математических методов оптимизации.

4. Анализ показал, что в наибольшей степени требованиям точности, полноты и удобства реализации для решения задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО соответствует метод неопределенных множителей Лагранжа.

5. Система уравнений, построенная на основе метода неопределенных множителей Лагранжа, позволяет получать оптимальные значения мощности КУ, устанавливаемых в узлах электрической сети, при обеспечении минимума потерь активной мощности.

6. Анализ показал, что выбор способа размещения КУ в электрической сети в каждом случае должен быть обоснован и осуществляться на основании оптимизационных расчетов.

5. На основе проведенных исследований разработан алгоритм оптимизации размещения КУ на основе метода неопределенных множителей Лагранжа, который позволяет получить оптимальное распределение реактивных мощностей в РС ТСО с учетом предварительной оценки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов с использованием зависимостей $\text{tg}\varphi_{\tau} = f(\beta)$.

7. Развитие механизмов адаптивного управления реактивной мощностью в электрических сетях на базе концепции Smart Grid является перспективным направлением дальнейших исследований.

4. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ СЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

4.1. Использование пакета MATLAB Simulink для имитационного моделирования электрических сетей

Имитационное моделирование представляет собой экспериментальный метод исследования, суть которого заключается в замене исследуемого объекта некоторой моделью, описывающей исходный объект с достаточной степенью точности и предназначенной для изучения свойств и параметров этого объекта. Поэтому данный метод может быть использован для моделирования процесса оптимизации размещения КУ в РС ТСО и анализа полученных решений.

Эффективным программным средством имитационного моделирования различных объектов и процессов является пакет MATLAB Simulink [99]. В нем используется принцип визуального программирования, согласно которому из некоторого набора стандартных блоков создается модель исследуемого объекта и производится ее анализ.

Для моделирования различных электротехнических устройств и, в частности, электрических сетей в Simulink используется библиотека блоков SimPowerSystems. Ее преимуществом перед другими пакетами является то, что «сложные электротехнические системы можно моделировать, сочетая методы имитационного и структурного моделирования. Такой подход позволяет значительно упростить всю модель, а значит повысить ее работоспособность и скорость работы» [100].

Для оптимизации параметров электрических сетей используется инструмент Simulink Design Optimization. Данное дополнение к Simulink позволяет улучшить технико-экономические показатели мо-

дели, повысить ее точность на основе численных методов оптимизации и автоматической настройки параметров.

Simulink Design Optimization использован в работе для решения задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО на основе метода неопределенных множителей Лагранжа. С помощью данного инструмента задаются переменные (в данном случае – мощность вновь устанавливаемых КУ), а также критерии оптимизации (минимум потерь активной мощности). В задачу оптимизации также вводятся ограничения по установленной мощности КУ и допустимым уровням напряжения в узлах сети. Решение задачи оптимизации размещения КУ с помощью Simulink Design Optimization дает оптимальные значения мощности КУ, устанавливаемых в РС ТСО

4.2. Разработка имитационной модели распределительной сети территориальной сетевой организации

В целях оценки эффективности предложенного алгоритма оптимизации размещения КУ на основе метода неопределенных множителей Лагранжа была разработана имитационная модель реальной РС ТСО с использованием пакета MATLAB Simulink.

Исходная схема электрической сети приведена на рисунке 4.1.

ТСО получает питание с шин генераторного напряжения 6 кВ Ново-Кемеровской ТЭЦ (НК ТЭЦ) по шести кабельным линиям. Распределение электроэнергии в РС ТСО осуществляется через центральный распределительный пункт ЦРП-6 кВ по кабельным линиям электропередачи. Потребители получают электроэнергию на напряжении 0,4 кВ от трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, по шинам низкого напряжения которых проходит граница раздела территориальной принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон между сетями потребителей и РС ТСО.

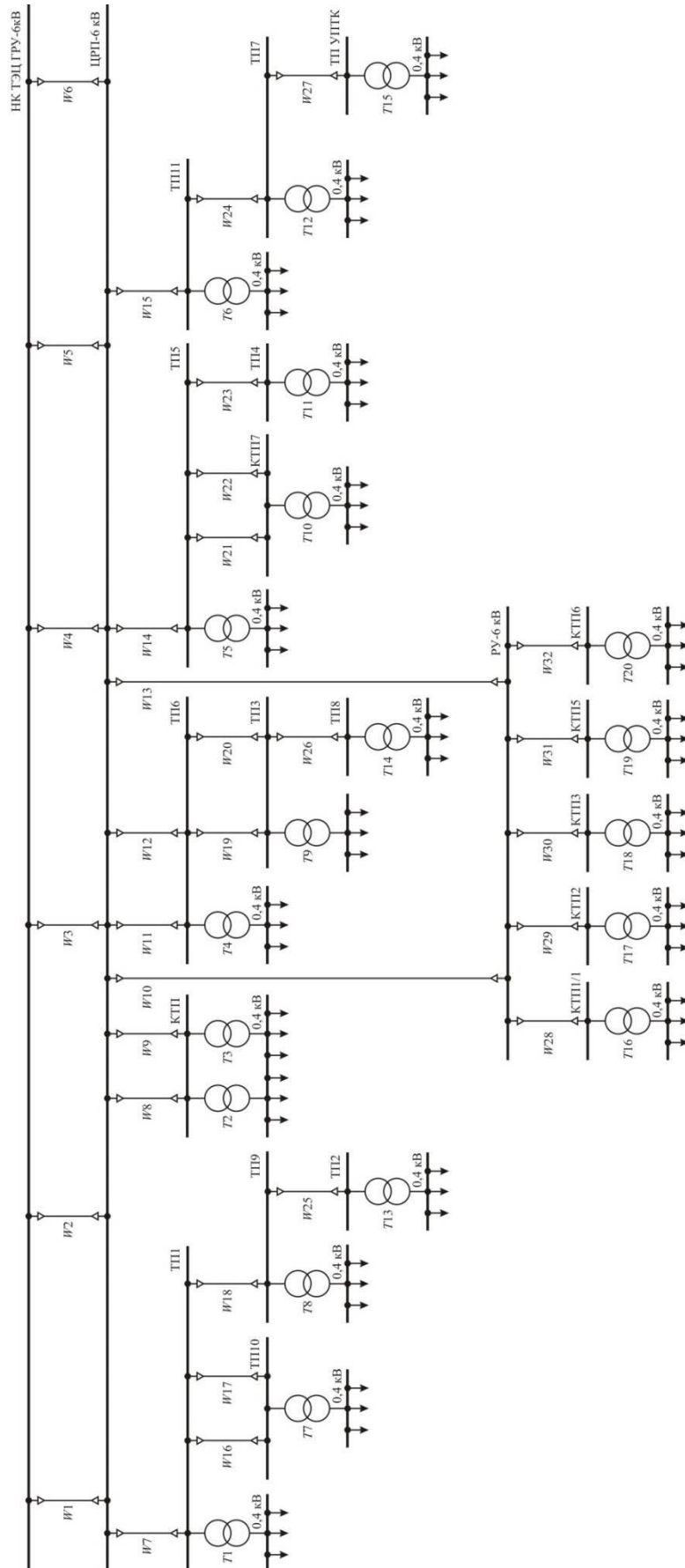


Рисунок 4.1 – Схема РС ТСО без компенсации реактивной мощности

Исходными данными для построения имитационной модели РС ТСО являлись напряжения в узлах сети, параметры силовых трансформаторов, параметры кабельных линий электропередачи, а также среднегодовые нагрузки потребителей.

В ходе моделирования существует возможность задать любые параметры установившегося либо переходного режимов с помощью специальных блоков измерения SimPowerSystems. В первую очередь, были заданы параметры источника питания, который в модели представлен блоком Three-Phase Source (рисунок 4.2):

- линейное напряжение источника (Phase-to-phase rms voltage) принято равным $6,3 \cdot 10^3$ В;
- начальная фаза Phase angle of phase A принята равной 0° ;
- частота тока источника питания (Frequency) принята равной номинальному значению 50 Гц;
- режим работы нейтрали –Y (изолированная нейтраль);
- мощность короткого замыкания на зажимах источника питания (3-phase short-circuit level at base voltage) принята равной бесконечности (inf), что означает независимость напряжения источника от нагрузки потребителей. Это обусловлено территориальной близостью расположения НК ТЭЦ и ТСО и большой мощностью короткого замыкания на шинах генераторного РУ-6 кВ;
- отношение реактивного и активного сопротивлений X/R источника питания также принято равным бесконечности (inf).

Силовые трансформаторы смоделированы с помощью блока Three-Phase Transformer. В модели они представлены тремя однофазными трансформаторами с соответствующими схемами замещения. Отличительной особенностью схем замещения является то, что ветвь намагничивания в них состоит из параллельно соединенных активного и реактивного сопротивлений.

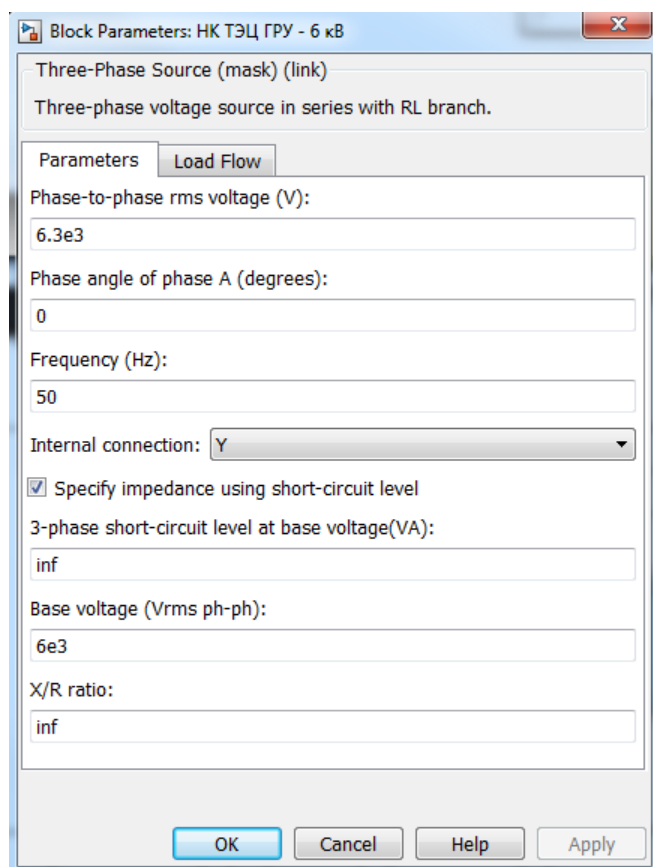


Рисунок 4.2 – Блок задания параметров источника питания

Для построения моделей трансформаторов были определены соответствующие расчетные параметры: ток холостого хода; активное, реактивное и полное сопротивление короткого замыкания; активное и реактивное сопротивления обмотки высшего напряжения; активное и реактивное сопротивления ветви намагничивания.

Затем в блоке задания параметров Three-Phase Transformer заданы параметры силовых трансформаторов:

- номинальная мощность и частота (Nominal power and frequency (P_n , f_n));
- параметры обмотки высшего напряжения (Winding 1 parameters (V_1 Ph-Ph, R_1 , L_1));
- параметры обмотки низшего напряжения (Winding 2 parameters (V_2 Ph-Ph, R_2 , L_2));

- активное сопротивление ветви намагничивания (Magnetization resistance R_m);
- реактивное сопротивление ветви намагничивания (Magnetization inductance L_m).

На рисунке 4.3 показан блок задания параметров силовых трансформаторов на примере трансформатора $T1$.

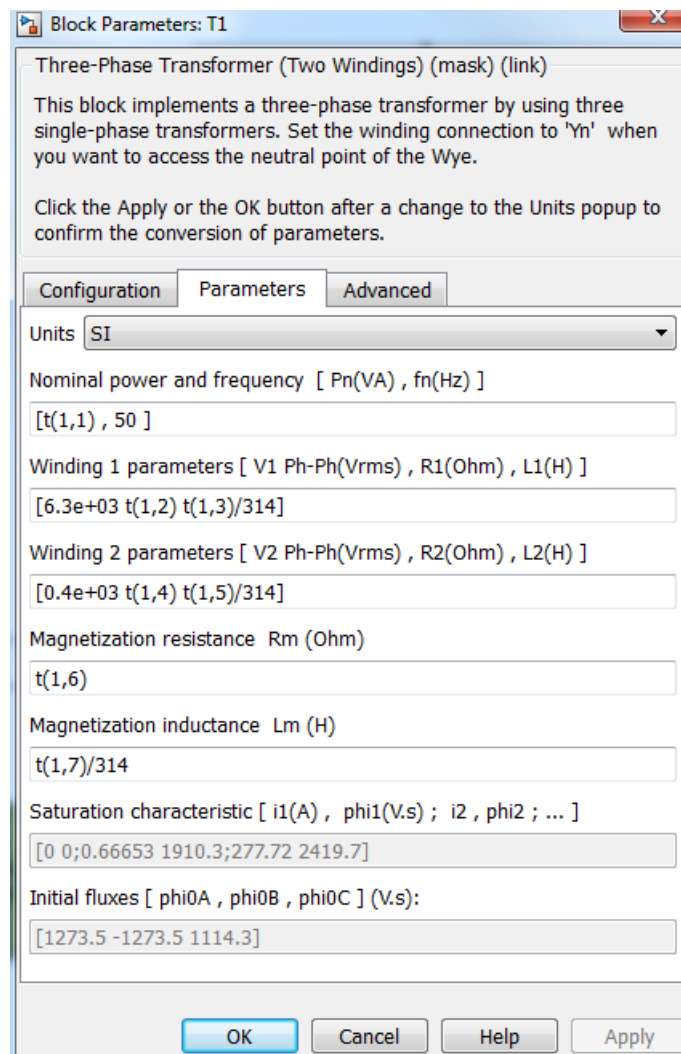


Рисунок 4.3 – Блок задания параметров силовых трансформатора

Кабельные линии в модели представлены последовательной RL -цепочкой для каждой фазы с помощью блока Three-phase Series RLC Branch. В блоке задания параметров заданы сопротивление (resistance R) и индуктивность (inductance L) линий. Емкостная проводимость ли-

ний не учитывалась вследствие их малой протяженности и незначительной генерации реактивной мощности в кабельных линиях электропередачи при напряжении 6 кВ.

На рисунке 4.4 приведен блок задания параметров линий на примере кабельной линии W1.

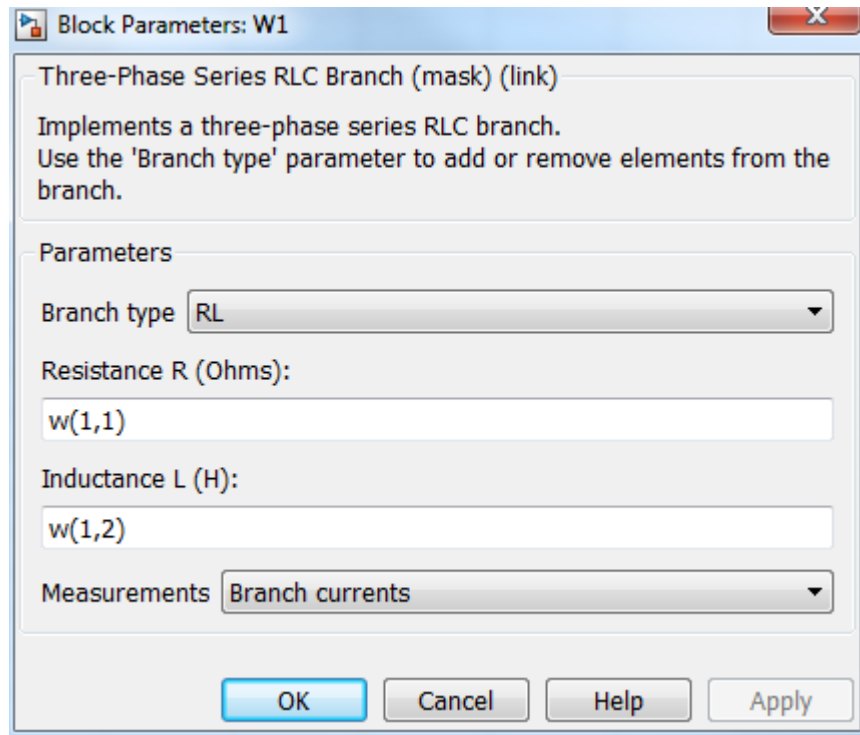


Рисунок 4.4 – Блок задания параметров кабельных линий

Нагрузки потребителей смоделированы с помощью блока Three-Phase Series RLC Load. Задаваемыми параметрами являются:

- линейное напряжение (Nominal phase-to-phase voltage V_n);
- номинальная частота (nominal frequency);
- активная мощность (Active power P);
- индуктивная составляющая реактивной мощности при котором потребляется заданная мощность (Inductive reactive power Q_L).

Емкостная составляющая реактивной мощности нагрузки (Capacitive reactive power) принята равной нулю.

Также был выбран способ задания нагрузки (Load type). В MATLAB Simulink нагрузка может быть задана постоянным сопротивлением (constant Z), либо постоянной мощностью (constant PQ).

В реальных условиях каждая нагрузка имеет свои статические характеристики по напряжению $P = f(U)$ и $Q = f(U)$, но при несущественном изменении напряжения относительно номинального такую характеристику можно заменить соотношениями $P = U^2/r$ и $Q = U^2/x$, где $r = \text{const}$ и $x = \text{const}$. Поэтому для моделирования была выбрана характеристика постоянного сопротивления (constant Z).

На рисунке 4.5 показан пример задания параметров нагрузки.

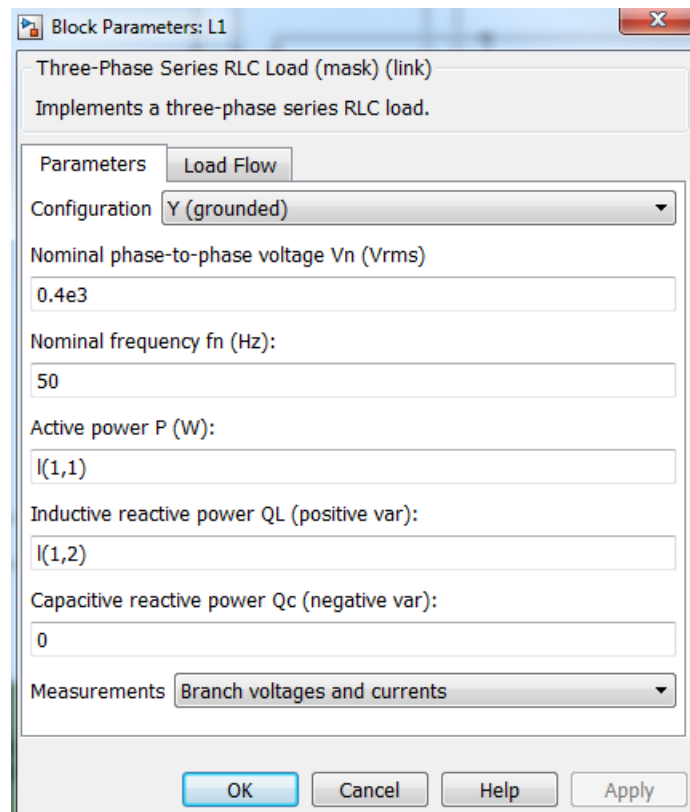


Рисунок 4.5 – Блок задания параметров нагрузки

После задания параметров всех элементов схемы была получена модель РС ТСО, которая приведена на рисунке 4.6.

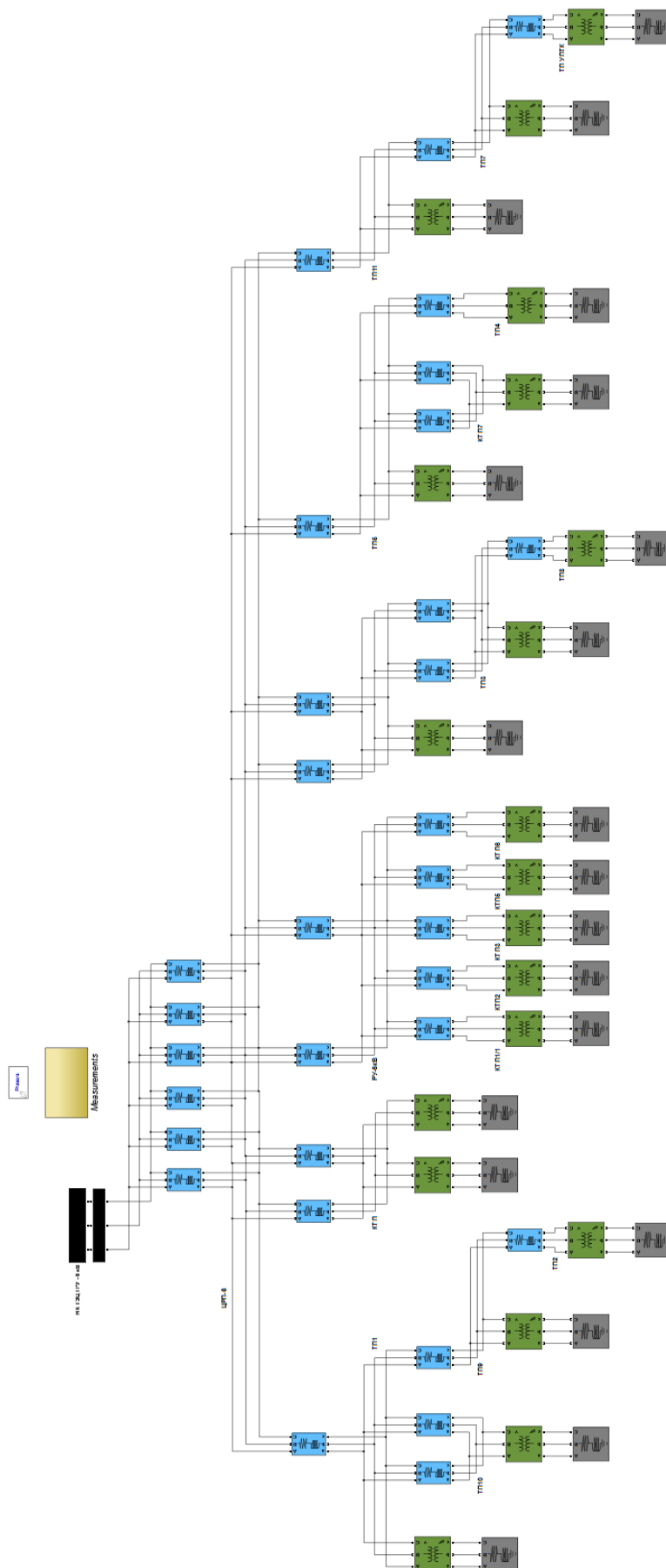


Рисунок 4.6 – Модель РС ТСО без компенсации реактивной мощности

4.2. Оптимизация размещения компенсирующих устройств в распределительной сети на стороне 6 кВ

Далее была произведена оптимизация размещения КУ на стороне 6 кВ РС ТСО с использованием полученной модели.

Однолинейная схема сети с установкой КУ на шинах ЦРП-6 кВ и РУ-6 кВ представлена на рисунке 4.7.

Соответствующая модель сети в MATLAB Simulink приведена на рисунке 4.8. КУ в модели учтены с помощью блоков, моделирующих емкостную нагрузку. После добавления данных блоков в модель сети была задана их мощность с помощью переменных MATLAB.

Для данной модели на основе метода неопределенных множителей Лагранжа была произведена оптимизация мощности КУ по критерию минимума потерь активной мощности (3.13) с учетом соответствующих ограничений. Также был рассмотрен вариант оптимизации на основе критерия минимума приведенных затрат. Нормируемое значение коэффициента реактивной мощности в РС ТСО было принято равным $\operatorname{tg}\varphi = 0,4$ согласно Порядку [16].

С этой целью из блоков MATLAB Simulink была построена модель для оптимизации целевой функции. Для анализа полученных результатов выводятся на экран напряжения на зажимах потребителей, токи в линиях, потери мощности, коэффициенты мощности и реактивной мощности и др. Пример такой модели с вспомогательными блоками для оптимизации и измерений приведен на рисунке 4.9.

Далее с помощью Simulink Design Optimization были заданы переменные, которые будут изменяться в ходе процесса оптимизации. В нашем случае данными переменными являются мощности КУ $Q_{к1}$ и $Q_{к2}$, устанавливаемые на шинах ЦРП-6 кВ и РУ-6 кВ. Также был задан критерий оптимизации.

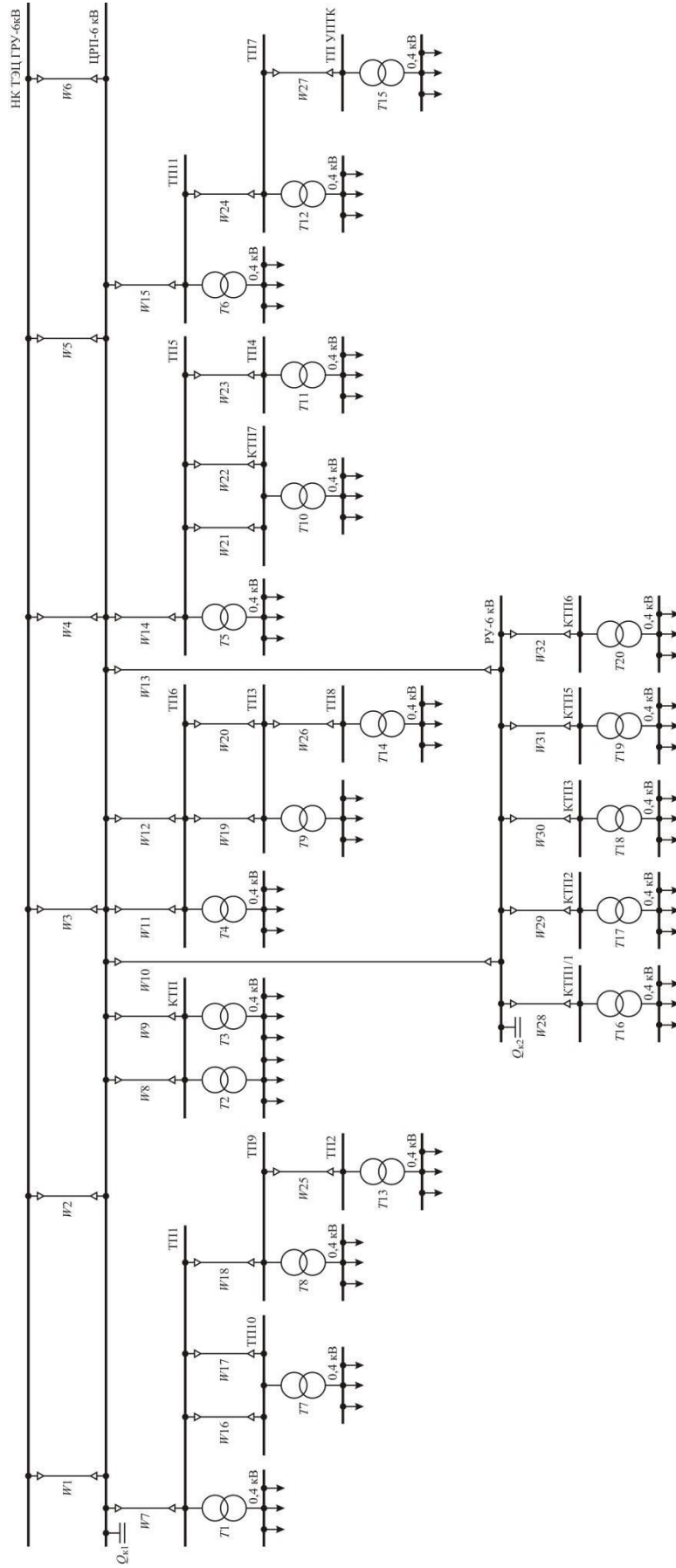


Рисунок 4.7 – Схема РС ТСО с установкой КУ на шинах ЦРП-6 кВ и РУ-6 кВ

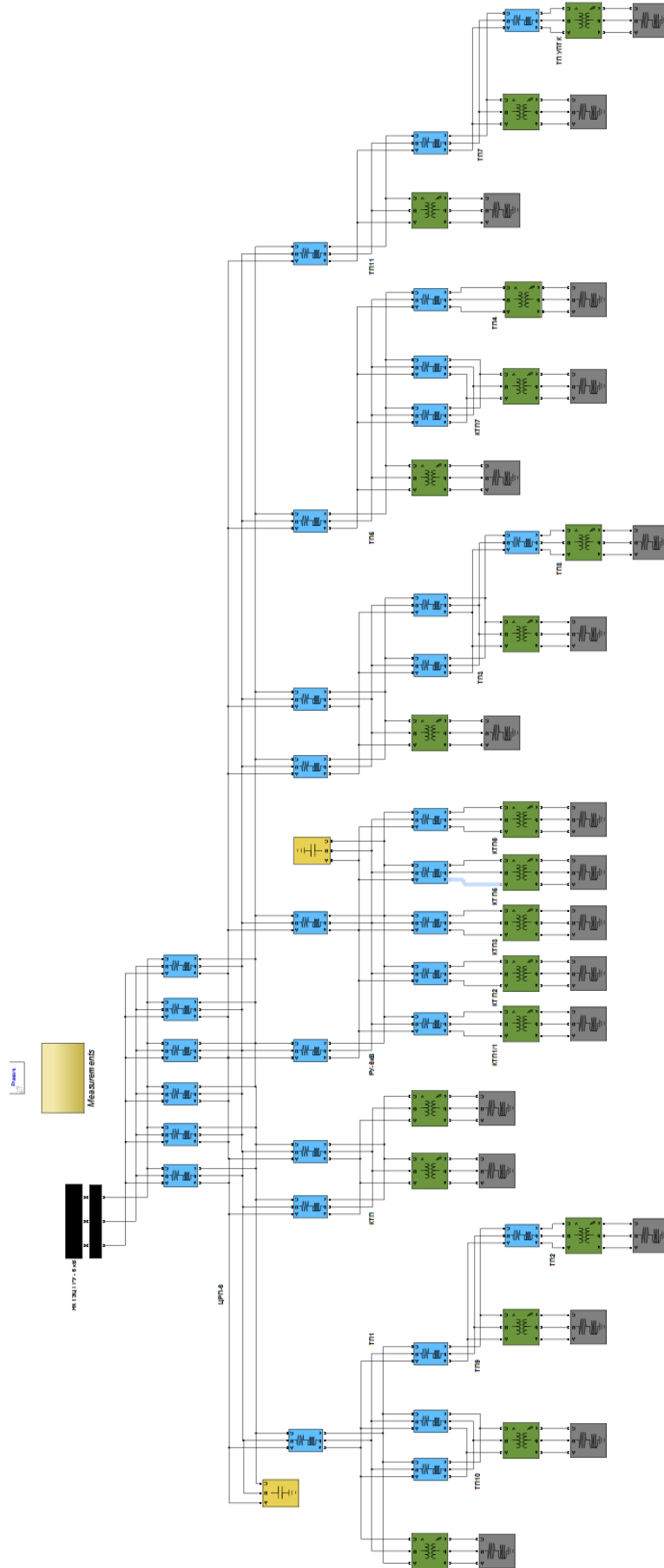


Рисунок 4.8 – Модель РС ТСО с установкой КУ на шинах ЦРП-6 кВ и РУ-6 кВ

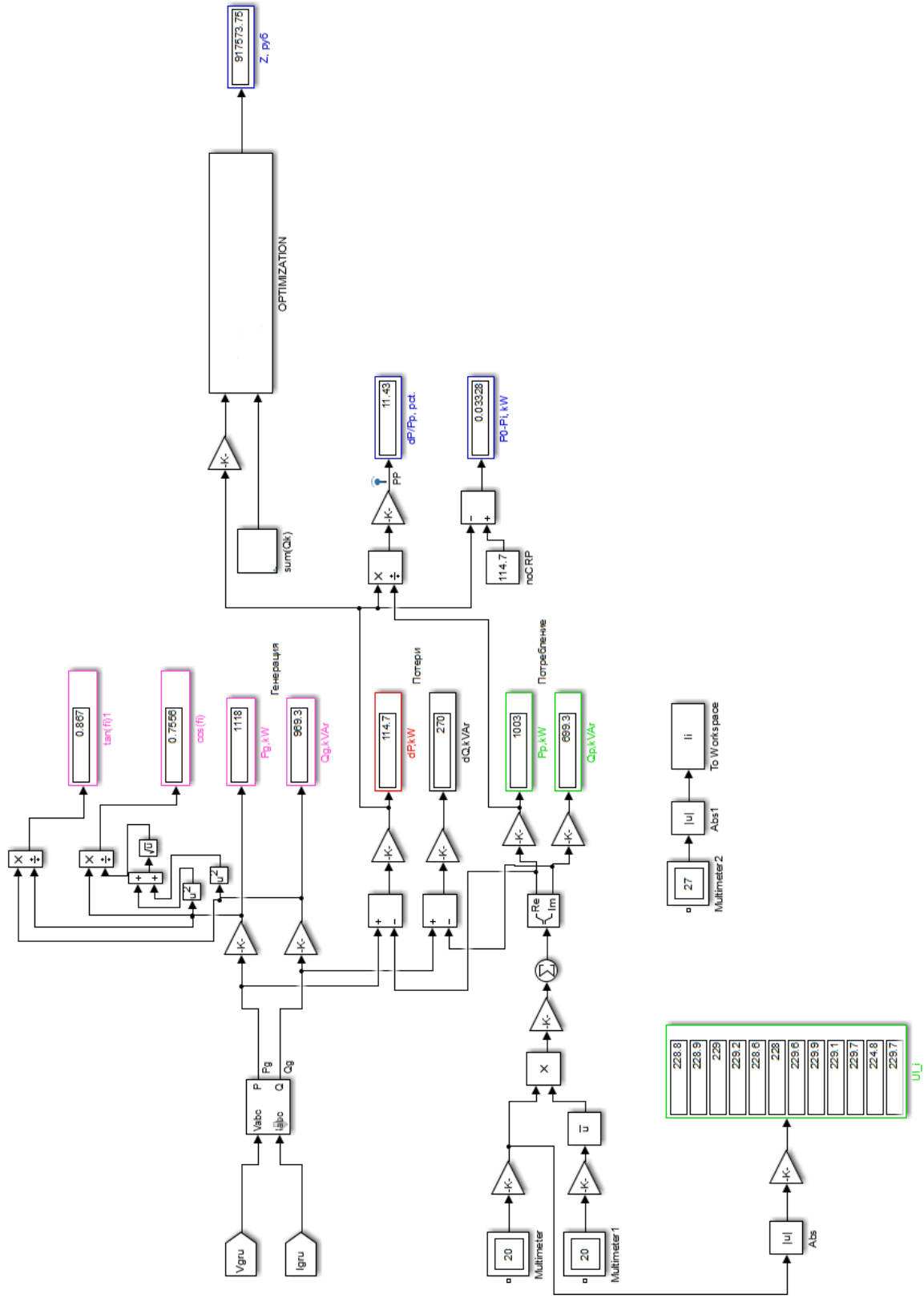


Рисунок 4.9 – Блоки для оптимизации и измерений

Коэффициенты загрузки силовых трансформаторов были приняты в соответствии с данными таблицы 2.1. Начальный средний коэффициент загрузки трансформаторов в РС ТСО составил $\beta = 0,15$.

В результате итераций процесса оптимизации были определены оптимальные значения мощностей КУ, устанавливаемых в узлах сети:

$$Q_{k1} = 332,5 \text{ кВАр}; \quad Q_{k2} = 146,7 \text{ кВАр}.$$

Суммарная мощность КУ составила:

$$Q_{k\Sigma} = Q_{k1} + Q_{k2} = 332,5 + 146,7 = 479,2 \text{ кВАр}.$$

Далее были изменены коэффициенты загрузки трансформаторов в РС ТСО. В результате их средний коэффициент загрузки увеличился до $\beta = 0,502$.

При этом был произведен пересчет оптимальных значений мощностей КУ с использованием разработанной модели. В результате повторной оптимизации мощности КУ оказались равны:

$$Q_{k1} = 88,4 \text{ кВАр}; \quad Q_{k2} = 39,0 \text{ кВАр}.$$

Суммарная мощность КУ составила:

$$Q_{k\Sigma} = Q_{k1} + Q_{k2} = 88,4 + 39,0 = 127,4 \text{ кВАр}.$$

В таблице 4.1 приведены основные параметры РС ТСО до и после оптимизации размещения КУ на стороне 6 кВ при различных значениях коэффициента загрузки трансформаторов β .

Как следует из таблицы 4.1, в результате оптимизации коэффициент реактивной мощности снизился до $\text{tg}\varphi = 0,4$ и находится в пределах экономически обоснованного нормируемого значения. При этом потери в РС ТСО при среднем коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta = 0,15$ и оптимальном размещении КУ снизились на 15,7 %, при $\beta = 0,502$ – на 3,3 %.

Таблица 4.1 – Параметры РС ТСО до и после оптимизации размещения КУ на стороне 6 кВ

Параметр	Схема без КРМ		Схема с КУ на РУ-6 и ЦРП-6
	$\beta = 0,15$	$\beta = 0,502$	
Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	0,697	0,479	0,4
Потери активной мощности ΔP , кВт	386,8	336,9	325,7
Потери электроэнергии ΔW , тыс. кВт·ч	1547,2	1347,5	1302,8

4.3. Оптимизация размещения компенсирующих устройств в распределительной сети на стороне 0,4 кВ

В связи с тем, что рекомендуемой является установка КУ на стороне низкого напряжения, т.е. вблизи мест ее непосредственного потребления, аналогично была произведена оптимизация размещения КУ на стороне 0,4 кВ в РС ТСО с использованием полученной модели.

Однолинейная схема сети с установкой КУ на стороне 0,4 кВ приведена на рисунке 4.10.

Соответствующая модель распределительной сети в MATLAB Simulink представлена на рисунке 4.11.

Далее на основе метода неопределенных множителей Лагранжа также была произведена оптимизация мощности КУ по критерию минимума потерь активной мощности (3.13) с соответствующими ограничениями. Нормируемое значение коэффициента реактивной мощности в РС ТСО было принято равным $\text{tg}\varphi = 0,4$ согласно Порядку [16].

Аналогично начальный средний коэффициент загрузки трансформаторов в РС ТСО был принят равным $\beta = 0,15$.

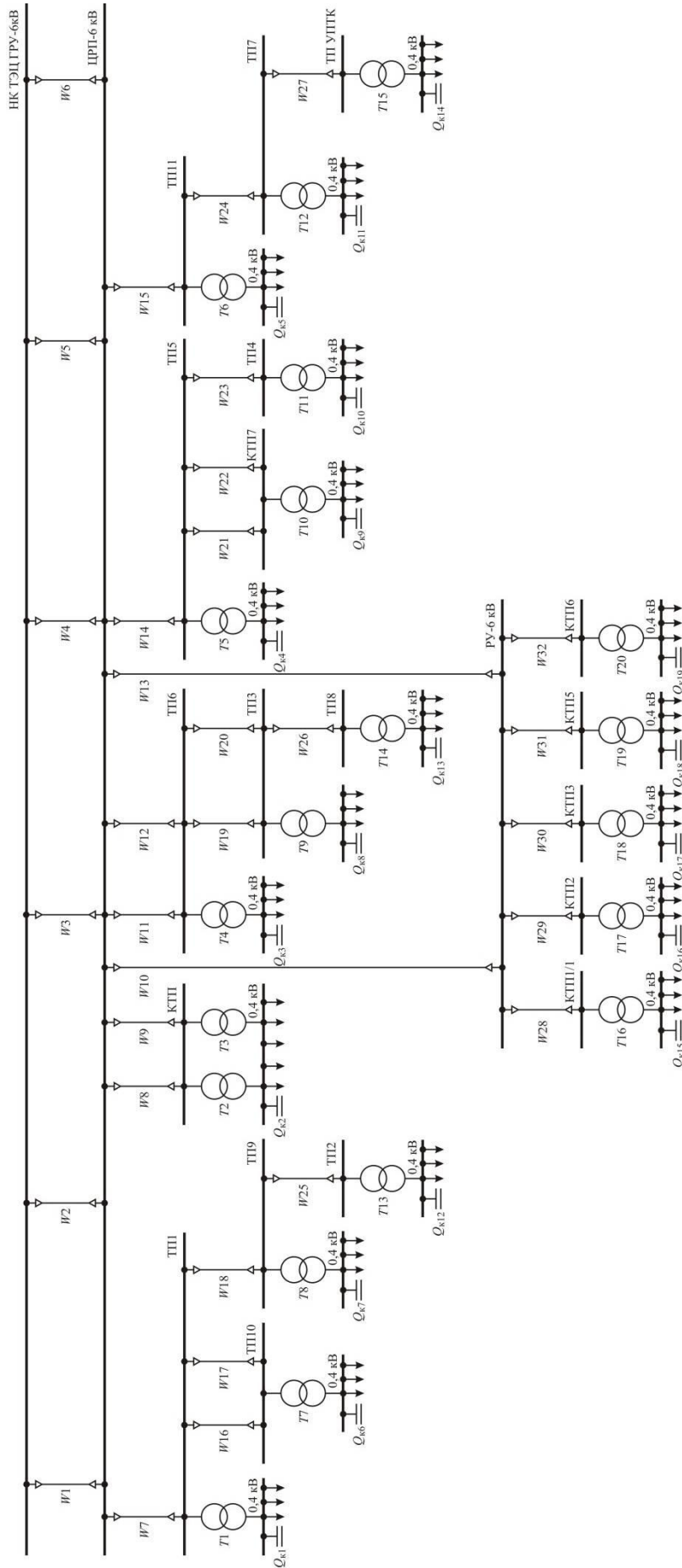


Рисунок 4.10 – Схема РС ТСО с установкой КУ на стороне 0,4

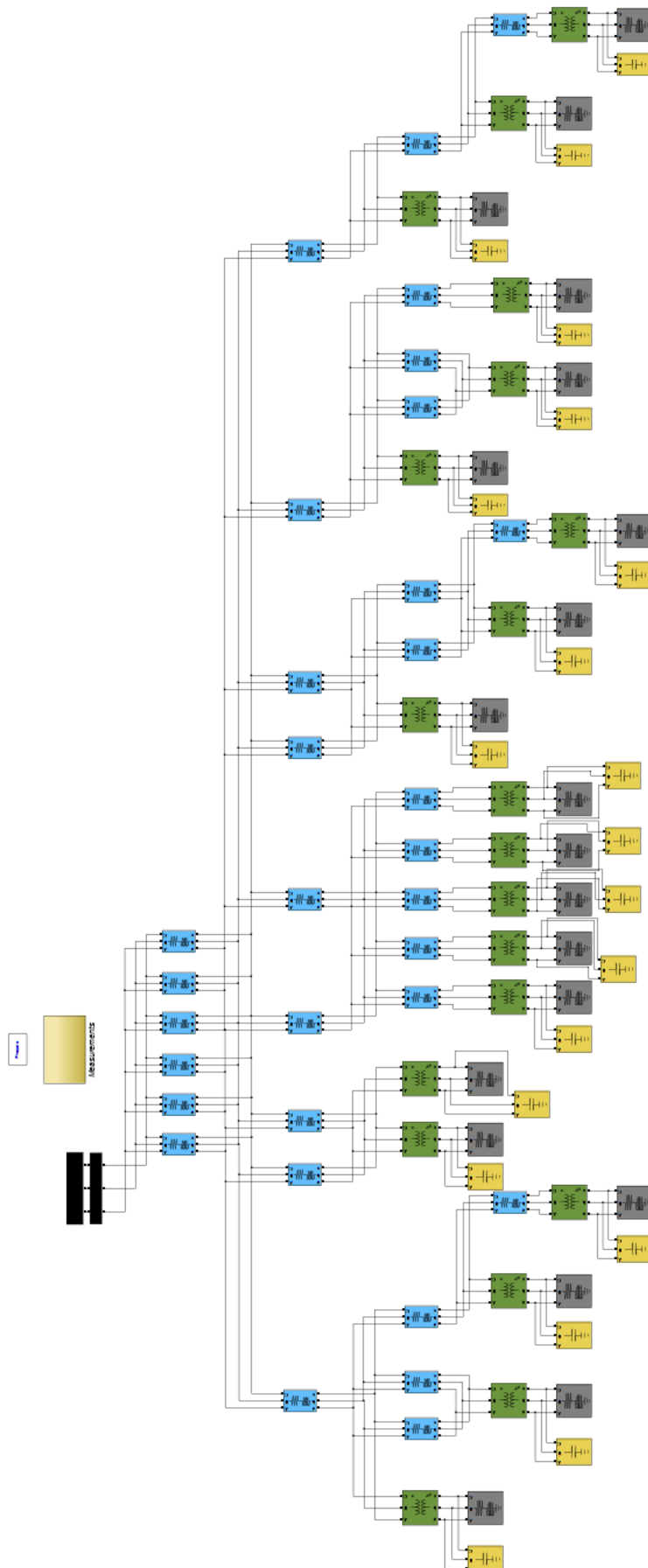


Рисунок 4.11 – Модель РС ТСО с установкой КУ на стороне 0,4 кВ

В результате оптимизации были получены оптимальные значения мощностей КУ, устанавливаемых в узлах сети:

$$\begin{aligned}
 Q_{к1} &= 27,234 \text{ кВАр}; & Q_{к11} &= 59,829 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к2} &= 24,004 \text{ кВАр}; & Q_{к12} &= 24,957 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к3} &= 25,454 \text{ кВАр}; & Q_{к13} &= 26,495 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к4} &= 23,889 \text{ кВАр}; & Q_{к14} &= 24,631 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к5} &= 26,456 \text{ кВАр}; & Q_{к15} &= 32,845 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к6} &= 27,234 \text{ кВАр}; & Q_{к16} &= 31,982 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к7} &= 20,539 \text{ кВАр}; & Q_{к17} &= 31,681 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к8} &= 27,508 \text{ кВАр}; & Q_{к18} &= 0 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к9} &= 22,151 \text{ кВАр}; & Q_{к19} &= 31,030 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к10} &= 17,049 \text{ кВАр}; & Q_{к20} &= 30,287 \text{ кВАр}.
 \end{aligned}$$

Суммарная мощность КУ составила $Q_{к\Sigma} = 546,04 \text{ кВАр}$.

Затем средний коэффициент загрузки трансформаторов был увеличен до $\beta = 0,502$.

В результате повторной оптимизации были получены следующие мощности КУ:

$$\begin{aligned}
 Q_{к1} &= 7,242 \text{ кВАр}; & Q_{к11} &= 15,910 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к2} &= 6,383 \text{ кВАр}; & Q_{к12} &= 6,637 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к3} &= 6,769 \text{ кВАр}; & Q_{к13} &= 7,045 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к4} &= 6,353 \text{ кВАр}; & Q_{к14} &= 6,550 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к5} &= 7,036 \text{ кВАр}; & Q_{к15} &= 8,734 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к6} &= 7,242 \text{ кВАр}; & Q_{к16} &= 8,505 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к7} &= 5,462 \text{ кВАр}; & Q_{к17} &= 8,425 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к8} &= 7,315 \text{ кВАр}; & Q_{к18} &= 0 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к9} &= 5,891 \text{ кВАр}; & Q_{к19} &= 8,252 \text{ кВАр}; \\
 Q_{к10} &= 4,534 \text{ кВАр}; & Q_{к20} &= 8,054 \text{ кВАр}.
 \end{aligned}$$

Суммарная мощность КУ составила $Q_{\Sigma} = 145,2$ кВАр.

В таблице 4.2 приведены основные параметры РС ТСО до и после оптимизации размещения КУ на стороне 0,4 кВ при различных значениях коэффициента загрузки трансформаторов β .

Таблица 4.2 – Параметры РС ТСО до и после оптимизации размещения КУ на стороне 0,4 кВ

Параметр	Схема без КРМ		Схема с КУ на стороне 0,4 кВ
	$\beta = 0,15$	$\beta = 0,502$	
Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$	0,697	0,479	0,4
Потери активной мощности ΔP , кВт	386,8	336,9	322,3
Потери электроэнергии ΔW , тыс. кВт·ч	1547,2	1347,5	1289,2

Из таблицы 4.2 видно, что в результате оптимизации коэффициент реактивной мощности снизился до $\text{tg}\varphi = 0,4$ и находится в пределах экономически обоснованного нормируемого значения. При этом потери в РС ТСО при среднем коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta = 0,15$ и оптимальном размещении КУ уменьшились на 16,7 %, при $\beta = 0,502$ – на 4,3 %.

Таким образом, разработанная имитационная модель РС ТСО показала достаточно высокую эффективность оптимизации размещения КУ, обеспечив оптимальное распределение реактивной мощности и значительное снижение потерь электроэнергии в электрической сети. Кроме того, с помощью данной модели можно осуществлять управление реактивной мощностью в сети в зависимости от коэффициентов

загрузки силовых трансформаторов, что позволяет получить наиболее оптимальный режим работы РС ТСО.

4.4. Оценка экономического эффекта результатов оптимизации размещения компенсирующих устройств в распределительной сети территориальной сетевой организации

В целях оценки эффективности полученных результатов был также произведен расчет экономического эффекта.

В наиболее распространенном случае критерием экономической эффективности является минимум приведенных затрат (3.3), которые складываются из затрат на КУ и затрат на потери мощности.

Затраты на потери мощности выражаются формулой [100]:

$$Z_n = c_0 \Delta P = c_0 (\Delta P_P + \Delta P_Q) = Z_{nP} + Z_{nQ}, \quad (4.1)$$

где c_0 – удельная стоимость потерь, руб./кВт в год; Z_{nP} и Z_{nQ} – затраты на потери, обусловленные потоками активной и реактивной мощности соответственно, руб./год.

Установка дополнительных КУ связана с затратами средств на приобретение, доставку, монтаж и обслуживание как самих КУ, так и дополнительного оборудования. При этом, как правило, при решении задачи оптимизации размещения КУ в электрических сетях вводится допущение, в соответствии с которым данные затраты приближенно могут быть представлены зависящими прямо пропорционально от мощности КУ, т.е. в виде линейной зависимости [100]:

$$Z_k = z_k Q_k, \quad (4.2)$$

где z_k – удельные приведенные затраты на КУ, руб./кВАр в год; Q_k – номинальная мощность КУ, кВАр.

Для проверки допустимости применения указанного допущения были проанализированы основные стоимостные показатели комплектных конденсаторных установок на напряжение 0,4 кВ и 6(10) кВ [101].

На основе полученных усредненных стоимостных показателей были построены графики зависимости приведенных затрат на конденсаторные установки от их номинальной мощности и произведена аппроксимация данных графиков линейной аппроксимирующей функцией. График зависимости $Z_k = f(Q_k)$ для конденсаторных установок на напряжение 0,4 кВ приведен на рисунке 4.12, а для конденсаторных установок на напряжение 6(10) кВ – на рисунке 4.13.

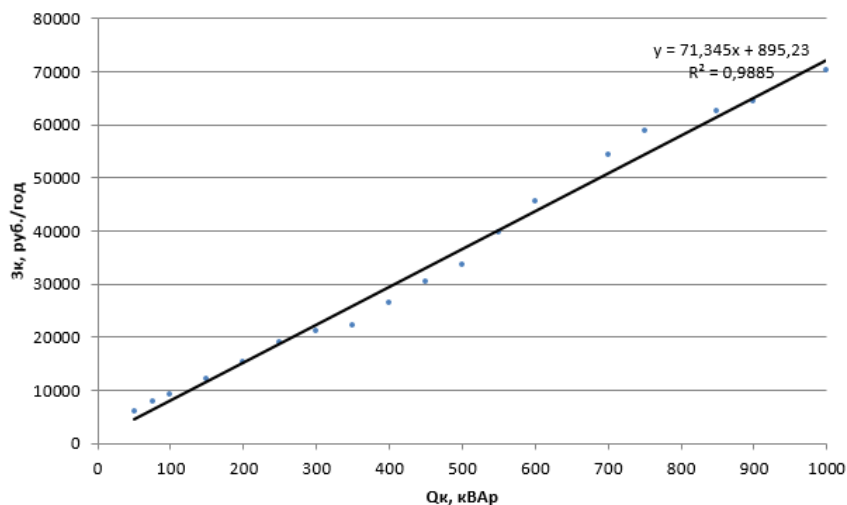


Рисунок 4.12 – График зависимости $Z_k = f(Q_k)$ для комплектных конденсаторных установок на напряжение 0,4 кВ

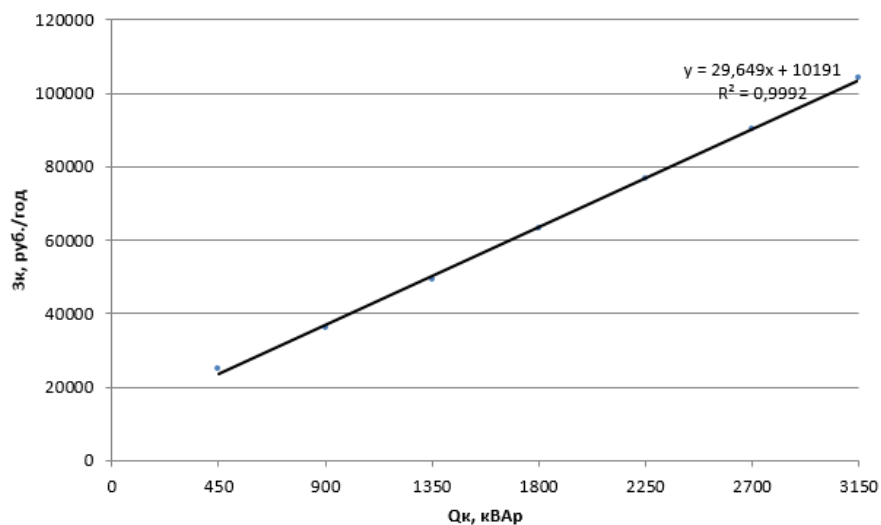


Рисунок 4.13 – График зависимости $Z_k = f(Q_k)$ для комплектных конденсаторных установок на напряжение 6(10) кВ

Вид графиков зависимости $З_k = f(Q_k)$ указывает на достаточно высокую степень близости аппроксимации полученных данных линейной аппроксимирующей функцией. Об этом также свидетельствуют и близкие к единице значения коэффициентов детерминации R^2 , которые составили 0,989 для конденсаторных установок на напряжение 0,4 кВ и 0,999 для конденсаторных установок на напряжение 6(10) кВ.

Следует отметить, что подобная зависимость характерна также для статистических тиристорных компенсаторов [102].

Анализ графиков зависимости $З_k = f(Q_k)$ показал, что характер изменения приведенных затрат на КУ при изменении их номинальной мощности, в целом, достаточно достоверно описывается линейной зависимостью (4.2). Данное обстоятельство, в свою очередь, позволяет сделать вывод о возможности применения допущения о прямо пропорциональной зависимости приведенных затрат на КУ от их номинальной мощности, а также о допустимости его использования при решении задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО с достаточной для практики степенью точности.

В ходе расчета экономического эффекта от оптимизации размещения КУ в РС ТСО был также определен срок окупаемости предлагаемых мероприятий.

Получаемая годовая экономия от установки КУ в распределительной сети определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \Delta P_{\Delta} c_3 \tau, \quad (4.3)$$

где ΔP_{Δ} – разность потерь активной мощности до и после установки КУ, кВт; c_3 – стоимость электроэнергии, руб/(кВт·ч); τ – число часов максимальных потерь в год, ч.

Тогда с учетом формулы (4.2) срок окупаемости мероприятий по установке КУ составит:

$$T_{ок} = \frac{З_k Q_{k\Sigma}}{\Delta P_{\Delta} c_3 \tau}. \quad (4.3)$$

Приняв стоимость электроэнергии равной $c_э = 4$ руб/кВт·ч, число часов максимальных потерь $\tau = 4000$ ч и пользуясь графиками зависимости $Z_k = f(Q_k)$, были определены затраты на КУ, затраты на потери мощности, приведенные затраты и срок окупаемости мероприятий по установке КУ в РС ТСО в соответствии с формулами (4.1)–(4.3) и (3.3). Результаты расчетов сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета экономической эффективности

Характеристика	Схема без КРМ	Схема с КУ на РУ-6 и ЦРП-6	Схема с КУ на стороне 0,4 кВ
Затраты на потери электроэнергии $Z_э$, тыс. руб.	6188,8	5355,2	5156,8
Затраты на компенсирующие устройства Z_k , тыс. руб.	–	151,7	385,1
Приведенные затраты Z , тыс. руб. в год	6188,8	5506,9	5223,9
Экономический эффект, тыс. руб.	–	833,6	1032,0
Срок окупаемости $T_{ок}$, лет	–	0,15	0,375

Расчеты показали, при оптимизации размещения КУ на стороне 6 кВ затраты на потери электроэнергии в РС ТСО снизились с 6188,8 тыс. руб. до 5355,2 тыс. руб., т.е. экономический эффект оказался равным 833,6 тыс. руб. Затраты на КУ составили 151,7 тыс. руб. Приведенные затраты оказались равны 5506,9 руб./год. При этом срок окупаемости составил 0,15 лет.

При оптимизации размещения КУ на стороне 0,4 кВ затраты на потери электроэнергии в РС ТСО уменьшились еще в большей степени – с 6188,8 тыс. руб. до 5156,8 тыс. руб. Экономический эффект оказался выше на 198,4 тыс. руб. и составил 1032,0 тыс. руб. При этом затраты на КУ составили 385,1 тыс. руб. Приведенные затраты оказались ниже, чем при установке КУ на стороне 6 кВ, и равны 5223,9 руб./год. Срок окупаемости составил 0,375 лет. Учитывая более высокий экономический эффект и малый срок окупаемости, вариант с установкой КУ на стороне 0,4 кВ оказался более выгодным.

Таким образом, реализация предложенного алгоритма оптимизации размещения КУ на основе метода неопределенных множителей Лагранжа с использованием разработанной имитационной модели РС ТСО показала высокую экономическую эффективность. В результате оптимизации существенно снизились потери электроэнергии, повысились технико-экономические показатели сети. Применение алгоритма оптимизации размещения КУ в сочетании с управлением реактивной мощностью обеспечивает высокий энергосберегающий эффект и способствует значительному повышению энергоэффективности РС ТСО.

4.5. Выводы

1. Разработана имитационная модель РС ТСО, позволяющая осуществлять управление реактивной мощностью в сети в зависимости от коэффициентов загрузки силовых трансформаторов. С использованием данной модели произведена оптимизация размещения КУ в РС ТСО на основе метода неопределенных множителей Лагранжа.

2. При оптимизации размещения КУ на стороне 6 кВ потери в РС ТСО при среднем коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta = 0,15$ снизились на 15,7 %, при $\beta = 0,502$ – на 3,3 %; на стороне 0,4 кВ поте-

ри при среднем коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta = 0,15$ уменьшились на 16,7 %, при $\beta = 0,502$ – на 4,3 %.

3. Допущение о прямо пропорциональной зависимости приведенных затрат на КУ от их номинальной мощности является справедливым и может использоваться при решении задачи оптимизации размещения КУ в РС ТСО с достаточной для практики степенью точности.

4. В результате оптимизации размещения КУ в РС ТСО на стороне 6 кВ экономический эффект составил 833,6 тыс. руб., на стороне 0,4 кВ – 1032,0 тыс. руб. при сроке окупаемости менее одного года, что говорит о высокой эффективности предложенного алгоритма.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе **содержится решение актуальной задачи** снижения потерь электроэнергии в РС ТСО и повышения их энергоэффективности при оптимизации потребления реактивной мощности, что имеет важное научно-практическое значение для электросетевого комплекса.

Основные **результаты выполненного исследования** заключаются в следующем:

1. Установлено, что в общей структуре технологических потерь электроэнергии в РС ТСО доля потерь, обусловленных передачей реактивной мощности по элементам сети, составляет 47 %.

2. Выявлено, что при увеличении коэффициента реактивной мощности относительные значения пропускной способности, потерь электроэнергии и потерь напряжения в РС ТСО изменяются в кубической зависимости. Так, при среднем значении $\text{tg}\varphi = 0,6$ пропускная способность РС ТСО снижается на 14 %, потери электроэнергии увеличиваются на 26 %, а потери напряжения – на 38 %.

3. Установлено, что критические значения коэффициентов загрузки асинхронных двигателей и силовых трансформаторов, при которых происходит резкое увеличение относительной величины потребляемой ими реактивной мощности, зависят от их конструктивного исполнения и материала магнитопровода и имеют более низкие значения по сравнению с принятыми на практике. Так, для электродвигателей критическое значение составило $k_{з.кр} = 0,3$ вместо установленного $k_{з.кр} = 0,45$, для трансформаторов – $\beta_{кр} = 0,2$ вместо $\beta_{кр} = 0,4$.

4. Представлена многоуровневая иерархическая модель процесса оптимизации размещения КУ в РС ТСО, включающая в себя уровень описания проблемы, уровень принятия решений и организационный уровень, объединенные многочисленными поперечными связями. При-

менение данной модели позволяет структурировать задачу оптимизации размещения КУ на разных этапах ее реализации.

5. Предложен алгоритм оптимизации размещения КУ на основе метода неопределенных множителей Лагранжа, позволяющий получать оптимальное распределение реактивных мощностей в РС ТСО с учетом предварительной оценки коэффициентов загрузки силовых трансформаторов с использованием зависимости $\operatorname{tg}\varphi_{\tau} = f(\beta)$.

6. Разработана имитационная модель РС ТСО, позволяющая осуществлять управление реактивной мощностью в сети в зависимости от коэффициентов загрузки силовых трансформаторов.

7. Установлено, что при оптимизации размещения КУ на стороне 6 кВ потери в РС ТСО при среднем коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta = 0,15$ снизились на 15,7 %, при $\beta = 0,502$ – на 3,3 %, на стороне 0,4 кВ потери при среднем коэффициенте загрузки трансформаторов $\beta = 0,15$ уменьшились на 16,7 %, при $\beta = 0,502$ – на 4,3 %.

8. Определено, что в результате оптимизации размещения КУ в РС ТСО на стороне 6 кВ экономический эффект составил 833,6 тыс. руб, на стороне 0,4 кВ – 1032,0 тыс. руб. при сроке окупаемости менее одного года.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации : утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации № 511-р от 03.04.2013.
2. Антропенко, А. В. Энергетическая пятилетка Сибири / А. В. Антропенко // Деловая Россия. – 2010. – № 11. – С. 68–69.
3. Воротницкий, В. Э. Коммерческие потери электроэнергии в электрических сетях. Структура и мероприятия по снижению / В. Э. Воротницкий, В. Н. Апрыткин // Новости электротехники. – 2002. – № 4(16). – С. 21–25.
4. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям : утв. Приказом М-ва энергетики Рос. Федерации № 326 от 30.12.2008.
5. Беляевский, Р. В. Структура технологических потерь электроэнергии в электрических сетях сетевых организаций Актуальные вопросы современной техники и технологии / Р. В. Беляевский // Сборник докладов IX-й Международной научной конференции (Липецк, 27 октября 2012 г.). / Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк : Издательский центр «Гравис», 2012. – С. 86–88.
6. Беляевский, Р. В. Исследование структуры технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций / Р. В. Беляевский // Материалы докладов IX Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» / Под общ. ред. ректора КГЭУ Э. Ю. Абдуллазянова. В 4 т.; Т. 1. – Казань : Казан. гос. энерг. ун-т, 2014. – С. 120–121.
7. Ефременко, В. М. Реактивная мощность в электрических сетях угольных разрезов и ее влияние на формирование технологических

потерь электроэнергии / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Сборник статей «Электрификация и энергоэффективность». Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня (научно-технического журнала), 2011. – № ОВ4. – С. 303–307.

8. Российский статистический ежегодник. 2010: Стат. сб. – М. : Росстат, 2010. – 813 с.

9. Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг : утв. Постановлением Правительства Рос. Федерации № 861 от 27.12.2004.

10. Методика определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям: утв. Приказом М-ва энергетики Рос. Федерации № 506 от 07.08.2014.

11. Постановление Правительства Российской Федерации № 184 от 28.02.2015 : (Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям).

12. Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций : утв. Приказом М-ва энергетики Рос. Федерации № 674 от 30.09.2014.

13. РД 34.09.254. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. – Введ. 1988-01 -01. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 44 с.

14. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

15. Железко, Ю. С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности / Ю. С. Железко // Промышленная энергетика, 2008. – № 8. – С. 2–6.

16. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения) : утв. Приказом М-ва промышленности и энергетики Рос. Федерации № 49 от 22.02.2007.

17. Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения) : утв. Приказом Федеральной службы по тарифам Рос. Федерации № 219-э/6 от 31.08.2010.

18. Ефременко, В. М. О совершенствовании механизмов взаимоотношений энергоснабжающих организаций и потребителей в области компенсации реактивной мощности / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2012. – № 2. – С. 59–62.

19. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М. : ЭНАС, 2003. – 280 с.

20. Железко, Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 176 с.

21. Воротницкий, В. Э. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций /

В. Э. Воротницкий, М.А. Калинкина, В.Н. Апрыткин // Экологические системы. – 2003. – № 7(19). – Режим доступа: http://esco-ecosys.narod.ru/2003_7/art52.htm.

22. Беляевский, Р. В. Повышение энергоэффективности распределительного электросетевого комплекса / Р. В. Беляевский, М. В. Григашкин // Тезисы докладов межвузовской молодежной научной конференции «Вклад молодежной науки в реализацию Стратегии «Казахстан-2050»», посвященной 80-летию Караганды (17–18 апреля 2014 г.). В 2-х ч. Часть 1 / Министерство образования и науки РК; Карагандинский государственный технический университет. – Караганда : Изд-во КарГТУ, 2014. – С. 58–59.

23. Константинов, Б. А. Компенсация реактивной мощности / Б. А. Константинов, Г. З. Зайцев. – Л.: Энергия, 1976. – 104 с.

24. Чайковский, В. П. Оптимальные характеристики понижающих силовых трансформаторов / В. П. Чайковский, Е. П. Насыпаная, А. И. Мартынюк // Вісник КДПУ імені Михайла Остроградського, 2008. – № 6.– С. 20–22.

25. Матухно, В. А. Проектирование оптимальных трансформаторов для различных эксплуатационных нагрузок / В. А. Матухно // Электромашиностроение и электрооборудование, 2009. – № 73.– С. 97–101.

26. Муравлева, О. О. Энергоэффективные асинхронные двигатели для регулируемого электропривода / О. О. Муравлева // Известия Томского политехнического университета, 2005. – № 7.– С. 135–139.

27. Инструкция по замене недогруженных асинхронных двигателей. – М. : Госэнергоиздат, 1953.

28. Климова, Г. Н. Энергосбережение на промышленных предприятиях / Г. Н. Климова. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 181 с.

29. Седаков, Л. В. Конденсаторные установки / Л. В. Седаков. – М. – Л. : Госэнергоиздат, 1963. – 72 с.
30. Ильяшов, В. П. Комплектные конденсаторные установки / В. П. Ильяшов. – М. : Энергия, 1968. – 88 с.
31. Кудрин, Б. И. История компенсации реактивной мощности: комментарий главного редактора [Текст] / Б. И. Кудрин // Электрика. – 2001. – № 6. – С. 26–29.
32. Ефременко, В. М. О влиянии перетоков реактивной мощности на параметры систем электроснабжения промышленных предприятий / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2011. – № 3. – С. 60–63.
33. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-01 -07. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
34. Минин, Г. П. Реактивная мощность / Г. П. Минин. – М. – Л. : Госэнергоиздат, 1963. – 88 с.
35. Готман, В. И. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности [Текст] / В. И. Готман, Г. З. Маркман, П. Г. Маркман // Промышленная энергетика, 2006. – № 8. – С. 50–55.
36. Беляевский, Р. В. Основные факторы увеличения потребления реактивной мощности асинхронными двигателями / Р. В. Беляевский // Современная техника и технологии: исследования и разработки : Сборник докладов Международной научной заочной конференции (Липецк, 23 июля 2011 г.). / Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк : Издательский центр «Гравис», 2011. – С. 61–64.
37. Запорожец, Г. И. Руководство к решению задач по математическому анализу / Г. И. Запорожец. – М. : Высш. шк., 1966. – 461 с.
38. Зорич, В. А. Математический анализ. Ч. I. / В. А. Зорич. – М. : МЦНМО, 2002. – 664 с.

39. Ильин, В. А. Основы математического анализа: В 2-х ч. Ч. I. / В. А. Ильин, Э. Г. Позняк. – М. : ФИЗМАТЛИТ, 2005. – 648 с.
40. Красник, В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивных нагрузок в электросетях предприятий / В. В. Красник. – М. : Энергия, 1975. – 112 с.
41. Беляевский, Р. В. Анализ влияния коэффициента загрузки асинхронных двигателей на потребление реактивной мощности / Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2010. – № 6. – С. 66–69.
42. Китаев, А. И. Анализ работы асинхронного двигателя по данным каталога / А. И. Китаев, В. И. Глухова // Автоматика. Автоматизация. Электротехнические комплексы и системы, 2008. – № 1. – С. 40–48.
43. Васильев, А. Н. Научные вычисления в Microsoft Excel / А. Н. Васильев. – М. : Вильямс, 2004. – 512 с.
44. Носач, В. В. Решение задач аппроксимации с помощью персональных компьютеров / В. В. Носач. – М. : МИКАП, 1994. – 382 с.
45. Зимницкий, В. А. Вычислительная математика / В. А. Зимницкий, С. М. Устинов. – СПб. : БХВ Петербург, 2009. – 336 с.
46. Матьюз, Джон Г. Численные методы / Джон Г. Матьюз, Куртис Д. Финк. – М. : Вильямс, 2001. – 720 с.
47. Алиев, И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию / И. И. Алиев. – М. : Высш. шк., 2007. – 255 с.
48. Кравчик, А. Э. Асинхронные двигатели серии 4А: Справочник / А. Э. Кравчик, М. М. Шлаф, В. И. Афонин, Е. А. Соболенская. – М. : Энергоиздат, 1982. – 504 с.
49. Справочник по электрическим машинам : В 2 т. / Под общ. ред. И. П. Копылова и Б. К. Клокова. Т. 1. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.

50. Кравчик, А. Э. Выбор и применение асинхронных двигателей / А. Э. Кравчик, Э. К. Стрельбицкий, М. М. Шлаф. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 96 с.
51. Гнатюк, В. И. Закон оптимального построения техноценозов / В. И. Гнатюк. – М. : Изд-во ТГУ, 2005. – 384 с.
52. Мандрыкин, С. А. Ремонт электродвигателей / С. А. Мандрыкин. – М. – Л. : Энергия, 1965. – 96 с.
53. Ефременко, В. М. Анализ влияния нагрузки силовых трансформаторов на потребление реактивной мощности / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2009. – № 6. – С. 46–48.
54. Ефременко, В. М. Анализ зависимости коэффициента реактивной мощности от коэффициента загрузки силовых трансформаторов / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2010. – № 1. – С. 107–109.
55. Беляевский, Р. В. Влияние свойств электротехнической стали на потери холостого хода трансформаторов / Р. В. Беляевский // Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2012. Материалы XIV Международной научно-практической конференции, 1–2 ноября 2012 г. / редкол.: В.Ю. Блюменштейн (отв. редактор), В.А. Колмаков (зам. отв. редактора), КузГТУ. – Кемерово, 2012. – С. 14–17.
56. Электрические машины: Машины постоянного тока : учеб. для вузов / Под ред. И. П. Копылова. – М. : Высш. шк., 1988. – 336 с.
57. Беляевский, Р. В. Исследование потерь холостого хода в трансформаторах сетевых организаций / Р. В. Беляевский // Материалы докладов VIII Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» / Под общ. ред. ректора КГЭУ Э.Ю. Абдуллазянова. В 4 т.; Т. 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2013. – С. 143–144.

58. Беляевский, Р. В. О необходимости увеличения коэффициента загрузки силовых трансформаторов / Р. В. Беляевский // Инновационная энергетика 2010 : Материалы второй научно-практической конференции с международным участием. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2010. – С. 90–93.

59. Ефременко, В. М. Анализ коэффициента загрузки силовых трансформаторов в электрической сети промышленного предприятия / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2010. – № 6. – С. 69–71.

60. Беляевский, Р. В. Оптимизация потерь электроэнергии в трансформаторах на промышленном предприятии / Р. В. Беляевский // Федоровские чтения – 2012. XLII Всероссийская научно-практическая конференция (с международным участием) с элементами научной школы для молодежи. Москва, 7-9 ноября 2012 г. / Под ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. – М. : Издательский дом МЭИ, 2012. – С. 57–59.

61. Информационный портал transform.ru / Трансформаторы серии ТМГ (класс напряжения 6...20 кВ). – Электрон. дан. – Режим доступа: [http://www.transform.ru/sst/\\$articles/a000025/imkozprod2.htm](http://www.transform.ru/sst/$articles/a000025/imkozprod2.htm), свободный. – Загл. с экрана.– Яз. рус.

62. Беляевский, Р. В. Решение задачи выбора компенсирующих устройств с использованием не прямых методов оптимизации / Р. В. Беляевский //Актуальные вопросы современной техники и технологии: Сборник докладов X-й Юбилейной Международной научной конференции (г. Липецк, 26 января 2013 г.). / Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк: Издательский центр «Гравис», 2012. – С. 54–56.

63. Ефременко, В. М. Расчет оптимального размещения компенсирующих устройств методом множителей Лагранжа / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2012. – № 6. – С. 138–141.

64. Поспелов, Г. Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч, В. Т. Федин. – Л. : Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.

65. Ковалев, И. Н. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей / И. Н. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 200 с.

66. Месарович, М. Теория иерархических многоуровневых систем / М. Месарович, Д. Мако, И. Такахара. – М. : Мир, 1973. – 344 с.

67. Беляевский, Р. В. Технические ограничения в задачах оптимизации размещения компенсирующих устройств / Р. В. Беляевский // Актуальные вопросы современной техники и технологии: Сборник докладов VI-й Международной научной конференции (Липецк, 28 января 2012 г.). / Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк : Издательский центр «Гравис», 2012. – С. 70–72.

68. Гительсон, С. М. Оптимальное распределение конденсаторов на промышленных предприятиях / С. М. Гительсон. – М. : Энергия, 1967. – 152 с.

69. Гительсон, С. М. Экономические решения при проектировании электроснабжения промышленных предприятий / С. М. Гительсон. – М. : Энергия, 1971. – 256 с.

70. Литвак, Л. В. Рациональная компенсация реактивных нагрузок на промышленных предприятиях / Л. В. Литвак. – М. : Госэнергоиздат, 1963. – 133 с.

71. Мардер, Л. И. Выбор мощности и размещение компенсирующих устройств в энергосистеме / Л. И. Мардер, Е. А. Привалов, Р. Н. Шапиро [и др.] . – В кн. : Регулирование напряжения в электрических сетях. – М. : Энергия, 1968. – с. 455–461.

72. Веников, В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Т. А. Филиппова. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.

73. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: В 5 кн.: Практик. Пособие / Под ред. В. А. Веникова. Кн. 1. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. – М. : Высш. шк., 1989. – 127 с.

74. Вагин, Г. Я. О необходимости корректировки методики компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением до 1000 В / Г. Я. Вагин, С. Н. Юртаев // Промышленная энергетика, 2008. – № 5. – С. 31–40.

75. Лоскутов, А. Б. Многоцелевая оптимизация компенсации реактивной мощности в электрических сетях / А. Б. Лоскутов, О. И. Еремин // Промышленная энергетика, 2006. – № 6. – С. 39–41.

76. Синеев, А. В. Компенсация реактивной мощности «три в одном» или панацея от всех бед / А. В. Синеев // Электротехнический рынок, 2008. – № 1. – С. 62–66.

77. Мамедяров, О. С. К вопросу о выборе компенсирующих устройств в распределительных сетях / О. С. Мамедяров, Н. Ф. Зарбиева // Промышленная энергетика, 2009. – № 2. – С. 38–41.

78. Acha, E. FACTS : Modeling and Simulation in Power Networks / E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, C. Angeles-Camacho. – Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd., 2004. – 421 p.

79. Acha, E. Power Electronic Control in Electrical Systems / E. Acha, V. G. Agelidis, O. Anaya-Lara, T. J. E. Miller. – Oxford, UK : Newnes, 2002. – 451 p.

80. Baran, B. Reactive Power Compensation using a Multi-objective Evolutionary Algorithm / B. Baran, J. Vallejos, R. Ramos, U. Fernandez. – IEEE Porto Power Tech Conference, 2001, Sept.

81. Delfanti, M. Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms / M. Delfanti, G. Granelli, P. Marannino, M. Montagna // IEEE Trans. Power Systems, vol. 15, 2000. – № 3, Aug.

82. Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption : Staff Report of Federal Energy Regulatory Commission. – Washington, D. C., USA, 2005. – 177 p.

83. Арзамасцев, Д. А. Расчет оптимального распределения реактивной мощности методом последовательного эквивалентирования / Д. А. Арзамасцев, В. А. Игуменцев // Электричество, 1976. – № 1. – С. 70–73.

84. Александров, О. И. Уменьшение потерь в сложнзамкнутой электрической сети путем компенсации реактивных мощностей нагрузок / О. И. Александров, Л. П. Падалко, Н. Н. Никольская. – В кн. : Опыт планирования, анализа потерь энергии и разработка мероприятий по их снижению в энергосистеме. – Минск : Высшая школа, 1974. – С. 65–71.

85. Каялов, Г. М. Матрично-вычислительный метод анализа компенсации реактивных нагрузок сложной электрической сети / Г. М. Каялов, В. С. Молодцов // Электричество, 1976. – № 2. – С. 16–22.

86. Маркман, Г. З. Энергоэффективность преобразования и транспортировки электрической энергии / Г. З. Маркман. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 184 с.

87. Холмский, В. Г. Решение проектной задачи оптимального распределения реактивных мощностей методом потенциалов затрат / В. Г. Холмский, Ю. В. Щербина, С. В. Колесников. – В кн. : Электрические сети и системы. – Львов : Вища школа, 1968. – Вып. 4. – С. 6–9.

88. Беляевский, Р. В. К вопросу об оптимизации размещения компенсирующих устройств в электрических сетях промышленных предприятий / Р. В. Беляевский, В. М. Ефременко // Федоровские чтения – 2011. XLI Всероссийская научно-практическая конференция (с международным участием) с элементами научной школы для молодежи. Москва, 9-11 ноября 2011 г. / Под ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. – М. : Издательский дом МЭИ, 2011. – С. 63–65.

89. Костин, В. Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики / В. Н. Костин. – СПб. : СЗТУ, 2003. – 120 с.

90. Беляевский, Р. В. Использование оптимизационных алгоритмов при выборе мощности и мест установки компенсирующих устройств / Р. В. Беляевский // Материалы докладов VII Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» / Под общ. ред. канд. техн. наук, проф. Э.Ю. Абдуллазянова. В 4 т.; Т. 1. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2012. – С. 178–179.

91. Банди, Б. Методы оптимизации. Вводный курс / Б. Банди. – М. : Радио и связь, 1988. – 128 с.

92. Ковалев, И. Н. О направлениях исследований в области компенсации реактивной мощности (дискуссия) / И. Н. Ковалев // Электричество. – 1981. – № 10. – С. 61–64.

93. Ефременко, В. М. Выбор оптимальных способов компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский, Н.В. Пономарев // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2011. – № 5. – С. 81–84.

94. Беляевский, Р. В. Экономические механизмы управления реактивной мощностью в электрических сетях / Р. В. Беляевский // Актуальные вопросы современной техники и технологии: Сборник докладов VIII-й Международной научной конференции (Липецк, 23 июля 2012 г.). / Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк : Издательский центр «Гравис», 2012. – С. 19–21.

95. Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – М. : ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

96. Беляевский, Р. В. Комплексная оптимизация электрических сетей на основе концепции Smart Grid / Р. В. Беляевский // Актуальные вопросы современной техники и технологии: Сборник докладов VII-й Международной научной конференции (Липецк, 21 апреля 2012 г.). /

Отв. ред. А.В. Горбенко. – Липецк : Издательский центр «Гравис», 2012. – С. 114–116.

97. Бурман, А. П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем / А. П. Бурман, Ю. К. Розанов, Ю. Г. Шакарян. – М. : МЭИ, 2012. – 336 с.

98. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – М. : ДМК Пресс ; СПб. : Питер, 2008. – 288 с.

99. Черных, И. В. SimPowerSystems: Моделирование электротехнических устройств и систем в Simulink / И. В. Черных. – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/simpower/book1/index.php>, свободный. – Загл. с экрана.– Яз. рус.

100. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.

101. Ефременко, В. М. Стоимостные показатели комплектных конденсаторных установок / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2010. – № 1. – С. 104–107.

102. Ефременко, В. М. О расчетных стоимостных показателях статических тиристорных компенсаторов / В.М. Ефременко, Р.В. Беляевский // Вестн. Кузбасского гос. тех. унив., 2010. – № 2. – С. 106–109.

Министерство образования и науки Российской Федерации

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«КУЗБАССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Т.Ф. ГОРБАЧЕВА»

УДК 621.311

№ госрегистрации 01201282705

Инв. №



УТВЕРЖДАЮ

Ректор

д-р техн. наук, профессор

В.А. Ковалев

12 2012 г.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

В рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры
инновационной России» на 2009–2013 годы

Шифр заявки «2012-1.4-12-000-2020-001»

Соглашение на предоставление гранта от «14» ноября 2012 г. № 14.B37.21.2073

по теме:

**СОЗДАНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ СИСТЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ,
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
(итоговый)**

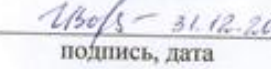
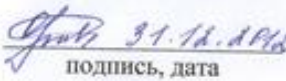
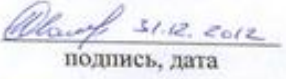
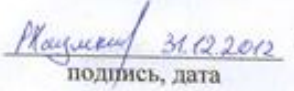
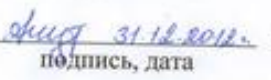
Руководитель НИР, канд. техн. наук, ст. научн. сотр.

В.М. Ефременко

подпись, дата 31.12.2012.

Кемерово 2012

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы, канд. техн. наук, ст. научн. сотр.	 подпись, дата 31.12.2012.	В.М. Ефременко	Общее редактирование, введение, заключение
Исполнители темы	 подпись, дата 31.12.12	Р.А. Храмцов	Раздел 1
	 подпись, дата 31.12.2012	И.В. Воронов	Раздел 2
	 подпись, дата 31.12.2012	Р.В. Беляевский	Реферат, обозначения и сокращения, содержание, раздел 3, список использованных источников
	 подпись, дата 31.12.2012	А.А. Шевченко	Раздел 4
	 подпись, дата 31.12.2012	Г.В. Отдельнова	Раздел 5
	 подпись, дата 31.12.2012	И.О. Шалаев	Раздел 6
	 подпись, дата 31.12.12	О.А. Савинкина	Раздел 7
	 подпись, дата 31.12.12	В.В. Дабаров	Раздел 8
	 подпись, дата 31.12.2012	Р.Б. Наумкин	Раздел 9
	 подпись, дата 31.12.2012	Н.В. Пономарев	Раздел 10
Нормоконтролер	 подпись, дата 31.12.2012.	К.А. Александрова	

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЖЕЛЕЗОБЕТОН-СЕРВИС»

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ООО «Железобетон-сервис»

« 28 » _____ С.А. Усачев 2012 г.



МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ
МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Разработчик:

« 21 » _____ Р.В. Беляевский 2012 г.

Кемерово 2012