

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Управление компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения обогащительной фабрики Норильского ГМК

УДК 621.3.016:622.7.013(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Семёнов Артём Максимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Кабышев А.В.	д.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н., доцент		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения

Код резул тата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться <i>нравственного и физического совершенствования</i> своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике <i>навыки и умения в организации</i> научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах <i>научного познания и творчества</i> , роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных <i>информационных технологий</i> , синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Применять <i>углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации

	производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные</i> , наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое <i>оборудование</i> ; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой ЭПП

(Подпись) _____ (Дата) **Сурков М.А.**
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Семёнов Артём Максимович

Тема работы:

Управление компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения обогатительной фабрики Норильского ГМК	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.02.2017 г. № 719/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.05.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Информация о Норильской энергосистеме.
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования; исследование возможных режимов работы объекта; оценка и увеличение пропускной способности ЛЭП; выводы по исследованию режимов.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Презентация
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	к.э.н., Попова С.Н.
Социальная ответственность	к.т.н., доцент Бородин Ю.В.
Иностранный язык	к.п.н., доцент Матухин Д.Л.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Обзор литературы	
Заключение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Кабышев А.В	д.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Семёнов А.М		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования магистр

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.05.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.17	Анализ литературы, описание цели и постановка задач исследования	15
17.03.17	Описание объекта исследования	10
21.03.17	Описание и анализ задач и методов оптимизации режимов электрических сетей	10
28.03.17	Расчёт и анализ режима максимальных нагрузок	10
06.04.17	Расчёт и анализ режима минимальных нагрузок	10
12.04.17	Расчёт и анализ послеаварийных режимов	15
16.04.17	Оценка пропускной способности ВЛ	15
25.04.17	Оптимизация режимов с обоснованием выбранных методов	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Кабышев А.В.	д.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н., доцент		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Семёнов Артём Максимович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материалов и оборудования
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставки дисконтирования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка коммерческого потенциала
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование и формирование бюджета
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение экономической эффективности: 1) Чистый дисконтированный доход 2) Индекс доходности 3) Срок окупаемости

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

-

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Семёнов А.М.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 56 с., 2 рис., 32 табл., 26 источников, 7 прил.

Ключевые слова: расчет и анализ режимов, реактивная мощность, компенсация реактивной мощности, оптимизация режима по напряжению.

Объектом исследования является схема электроснабжения обогатительной фабрики Норильского горно-металлургического комбината.

Цель работы – исследование управления компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения обогатительной фабрики Норильского горно-металлургического комбината.

В процессе исследования проводились расчет и анализ возможных режимов работы системы электроснабжения обогатительной фабрики Норильского горно-металлургического комбината, а также их оптимизация в программном комплексе Rastrwin.

В результате исследования были рассмотрены, а также оптимизированы возможные режимы работы системы электроснабжения обогатительной фабрики Норильского горно-металлургического комбината.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: для проведения исследования используется схема Норильской энергосистемы.

Область применения: результаты исследования могут быть использованы при исследовании оптимизации режимов работы электроснабжения предприятий.

Экономическая эффективность/значимость работы – позволяет предприятию существенно снизить затраты за использование электроэнергии, а также способствует повышению качества электричества и эффективности работы электрооборудования.

Определения, обозначения сокращения, нормативные ссылки

ГМК – горно-металлургический комбинат

РМ – реактивная мощность

ЭДС –электродвижущая сила

БСК – батарея статических конденсаторов

ГПП – главная понизительная подстанция

АД – асинхронный двигатель

СД – синхронный двигатель

ВЛ – воздушная линия

КЛ – кабельная линия

СТК – статический тиристорный компенсатор

СК – синхронный компенсатор

КУ – компенсирующее устройство

КБ – конденсаторные батареи

Оглавление

Введение.....	12
1. Компенсация реактивной мощности и режимы работы энергосистемы. ...	15
1.1 Реактивная мощность – неотъемлемая часть энергопотребления.....	15
1.2 Особенности компенсации реактивной мощности на предприятиях	17
1.3 Общие сведения о режимах энергетических систем	24
1.4 Основные требования для режимов энергосистем	25
1.5 Цели оптимизации режимов энергосистемы	25
1.6 Виды задач оптимизации режимов.	27
1.7 Оптимизация режима энергосистемы по величине реактивной мощности, коэффициентам трансформации и напряжению.	28
2 Компьютерное моделирование схемы	31
2.1 Расчет и анализ нормальных режимов	31
2.1.1 Режим максимальных нагрузок.....	31
2.1.2 Режим минимальных нагрузок.....	33
2.2 Расчет послеаварийных режимов максимальных нагрузок	35
2.2.1 Отключение цепи линии 110 кВ между ПС Районной и ТЭЦ-1	35
2.2.2 Отключение цепи линии 110 кВ между ПС Районной и ТЭЦ-2	37
2.2.2 Отключение цепи линии 110 кВ между ГПП 30 и ПС Районная	38
2.3 Оценка пропускной способности ВЛЭП.....	39
2.3.1 Оценка пропускной способности ВЛЭП ПС Районная – ГПП 30.....	39
2.3.2 Оценка пропускной способности ВЛЭП ГПП 30– ГПП 31	40
2.3.3 Оценка пропускной способности ВЛЭП ГПП 31– ГПП 32	41
2.3.4 Оценка пропускной способности ВЛЭП ГПП 32– ГПП 35	41

2.4 Увеличение пропускной способности ВЛ	42
2.4.1 Увеличение пропускной способности линии ПС Районная ГПП 30 ..	42
2.4.2 Увеличение пропускной способности линии ГПП 30– ГПП 31	44
2.4.3 Увеличение пропускной способности линии ГПП 31– ГПП 32	44
2.4.4 Увеличение пропускной способности линии ГПП 32– ГПП 35	45
2.5 Анализ режима максимальных нагрузок при установки БСК	46
2.6 Общие выводы по исследованию режимов	47
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	49
3.1 Экономические цели проведения мероприятий по модернизации	49
3.2 Календарный план работ проекта модернизации схемы электроснабжения	50
3.3 Расчет кап затрат на модернизацию	52
3.4 Расчет экономического эффекта	53
3.5 Заключение по разделу	56

Введение

Общая характеристика работы

Актуальность и степень разработанности проблемы.

Протяженные электрические сети и большие нагрузки предприятий способствуют огромным потерям электрической энергии при её транспортировке. Эффективность использования произведенной на электростанции электричества на прямую зависит от потерь в линиях и оборудовании. Снизить потери возможно при уменьшении реактивной составляющей в линиях, при этом компенсируя её в месте потребления.

Существует множество мест в энергосистемах, в которых электрооборудование работает с низким коэффициентом мощности, поэтому вопросы управления компенсацией реактивной мощности в системах электроснабжения являются одним из важнейших направлений исследований.

Цель диссертационного исследования заключается исследование управления компенсацией реактивной мощности в системе электроснабжения обогатительной фабрики Норильского горно-металлургического комбината.

Идея работы заключается в том, что задача по управлению компенсацией реактивной мощности зависит непосредственно от параметров энергосистемы, в том числе и параметров схемы электроснабжения рассматриваемого предприятия.

Задачи, поставленные и решённые в диссертации. Разработка электронной модели Норильской энергосистемы, позволяющей решить задачи анализа режимов работы энергосистемы и управления компенсацией реактивной мощности на Норильском горно-металлургическом комбинате. А также исследовать возможность расширения схемы электроснабжения предприятия с непосредственной оптимизацией режима её работы.

Объектом исследования является схема электроснабжения обогатительной фабрики Норильского горно-металлургического комбината.

Предметом исследования является анализ возможных режимов работы энергосистемы.

Методы исследования. Для построения модели Норильской энергосистемы использовалось компьютерное моделирование в программном комплексе Rastrwin.

Научная новизна заключается в следующем:

Создание метода управления компенсацией реактивной мощности в изолированной энергосистеме с низким коэффициентом мощности, позволяющего оптимизировать электроснабжение отдельных предприятий с учетом их развития.

Практическая ценность

Теоретические исследования и результаты работы с компьютерной моделью могут быть использованы при исследовании оптимизации режимов работы электроснабжения предприятий, в эксплуатационных организациях при рассмотрении задач по развитию энергосистемы или отдельного предприятия.

Личный вклад соискателя:

- Предложены основные способы компенсации реактивной мощности в электроснабжении предприятий.
- Предложена методика анализа и оптимизации возможных режимов работы схемы электроснабжения предприятия.
- Разработана методика анализа и оптимизации нагрузки электроснабжения предприятий на текущий момент, а также с учетом роста нагрузки предприятия.

Основное содержание работы

Во **введении** показано, что компенсация реактивной мощности является важным направлением исследований при оптимизации электроснабжения предприятий.

В **первой главе** рассматривается теория оптимизации реактивной мощности на предприятиях. Рассматриваются возможные меры для снижения реактивной нагрузки, а также устройства, которые могут быть использованы

для компенсации РМ. Так обозреваются основные сведения и требования для режимов энергосистем, цели и задачи оптимизации этих режимов.

Во **второй главе** представлена работа с компьютерной моделью Норильской энергосистемы выполненной в программе Rastrwin. Показан расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов. Дана оценка с дальнейшим увеличением пропускной способности линий связывающих ГПП Норильского ГМК с питающей подстанцией. Также произведен анализ эффективности установки батарей статических конденсаторов на ГПП принадлежащие Норильскому ГМК.

В **третьей главе** рассмотрена экономическая значимость модернизации предприятия, рассчитаны основные показатели экономической эффективности.

В **четвертой главе** рассмотрены вопросы охраны окружающей среды и охраны труда обуславливающего социальную ответственность энергетического комплекса предприятий. Личная ответственность представлена в предложениях уменьшения загрязнения окружающей среды и улучшения условий труда. Также в разделе были рассмотрены вредные, опасные факторы при производстве и транспортировке электроэнергии, негативное воздействие на окружающую среду. Кроме этого, рассмотрены средства защиты от вредных и опасных факторов, учтены факторы защиты окружающей среды. Также были рассмотрены организационные вопросы обеспечения безопасности при работе с электроустановками.

1. Компенсация реактивной мощности и режимы работы энергосистемы.

1.1 Реактивная мощность – неотъемлемая часть энергопотребления.

Огромное количество устройств в промышленности использует реактивную мощность. Главным потребителем РМ являются асинхронные двигатели, которые потребляют 40% от всей мощности; далее большим потребителем РМ являются трансформаторы всех ступеней трансформации. Они потребляют в среднем 35% от полной потребляемой РМ; вентильные преобразователи используют 10% РМ; электрические печи – 8%; и линии электропередач – 7%.

У большинства потребителей с обмотками связан переменный магнитный поток. Следовательно, при протекании переменного тока в этих обмотках индуцируется реактивные ЭДС, которые обуславливают сдвиг по фазе между током и напряжением. Этот сдвиг обычно увеличивается, а $\cos\varphi$ при небольшой нагрузке уменьшается. Например, двигатель на переменном токе при загрузке на полную мощность имеет $\cos\varphi$ 0,75-0,80, а при малой нагрузке $\cos\varphi$ падает до значений 0,20-0,40[1].

Компенсировать реактивную мощность необходимо на предприятиях, которые используют следующие электроустановки:

- 1) Асинхронные двигатели – коэффициент мощности равен 0,75.
- 2) Асинхронные двигатели, загруженные на неполную нагрузку – коэффициент мощности равен 0,4.
- 3) Трансформаторы сварочные – коэффициент мощности равен 0,4.
- 4) Компрессоры – коэффициент мощности равен 0,7.
- 5) Печи электродуговые – коэффициент мощности равен 0,6.
- 6) Различные станки – коэффициент мощности равен 0,5.
- 7) Выпрямительные электролизные установки – коэффициент мощности равен 0,5.
- 8) Водяные насосы – коэффициент мощности равен 0,75.

Потери реактивной мощности при транспортировке её могут быть соизмеримы с самим её потреблением, в отличие от активной мощности. Из полной 100% реактивной мощности, вырабатываемой в энергосистеме, целых 22% теряется в повышающих тр-х подстанций 110-750 кВ энергосистемы, 13,5% потерь в понижающих тр-х и 6,5% безвозвратно теряется в линиях районных сетей. На шины потребителей 6-10 кВ приходит в итоге лишь 58% от первоначальной реактивной мощности.

Производство реактивной мощности концентрировано в одном месте экономически не целесообразно по ряду причин:

1. При передачи больших объемов реактивной мощности возникают дополнительные потери активной мощности в элементах энергосистемы. Так потери активной мощности в энергосистеме при передачи активной мощности P и реактивной мощности Q с сопротивлением системы R составят:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R = \Delta P_a + \Delta P_p.$$

Следовательно, потери мощности связаны с протеканием объемов реактивной мощности Q квадратичной зависимостью и экономически эффективней будет добиваться уменьшением этой составляющей.

2. В энергосистеме возникают дополнительные потери напряжения. Так потери при передачи мощностей P и Q в системе с активным сопротивлением R и соответственно реактивным X составят:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p,$$

В связи с дополнительными потерями напряжения увеличиваются отклонения напряжения у потребителей при изменениях режимов и нагрузок сети. Что в свою очередь требует дополнительного увеличения мощности и как следствие стоимости средств регулирования напряжения сети.

3. Загрузка РМ трансформаторов и сетей энергосистемы уменьшает пропускную способность и следовательно требуется увеличения номинальных сечений проводов ВЛ и КЛ, а также увеличения мощности трансформаторов или их числа.

Реактивную мощность нельзя исключить полностью при работе промышленных устройств, но целесообразно использовать средства, которые применяются для снижения её потребления из системы электроснабжения.

1.2 Особенности компенсации реактивной мощности на предприятиях

Суть компенсации реактивной мощности заключается в следующем:

Через конденсатор проходит ток, который опережает напряжение на 90° , а ток который проходит через катушку индуктивности, соответственно отстает от напряжения на 90° . Следовательно, емкостной ток является противоположным индуктивному току и РМ, которая создает электрическое поле, тоже противоположна по вектору РМ, идущей для создания магнитного поля. По этой причине емкостной ток и мощность являются условно отрицательными в сравнении с током и мощностью намагничивания, которые условно были приняты положительными. Следовательно, численно равные значения мощности намагничивания и емкости ($Q_C - Q_L = 0$) взаимно компенсируются и сеть полностью разгружается от транспортировки реактивной составляющей тока.

На рисунке 1 изображен принцип компенсации с помощью емкостного тока[8].

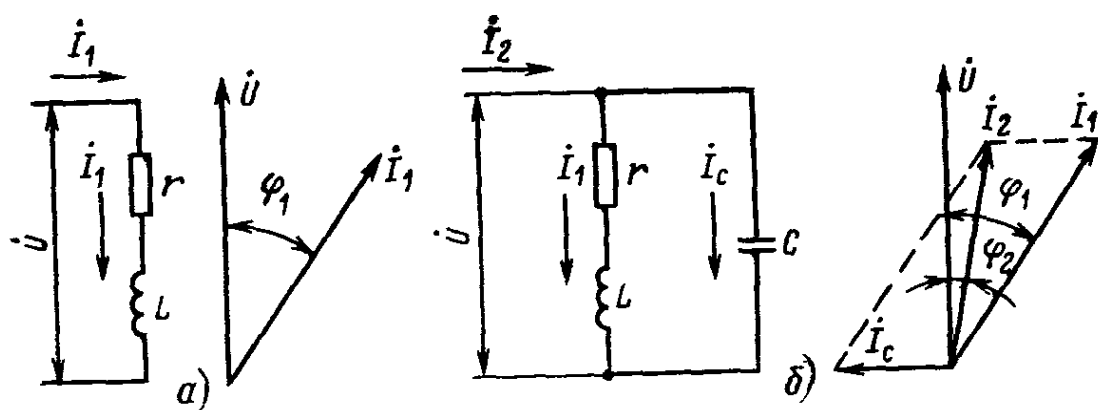


Рисунок 1 – Принцип компенсации реактивного тока намагничивания: а – схема без компенсации; б – схема после компенсации

Конденсатор емкости C , который подключен параллельно нагрузки с параметрами R и L , выбирают такой, чтобы проходящий через конденсатор ток I_C был как можно ближе по величине к току намагничивания I_L , который потребляется индуктивностью L . По векторной диаграмме видно, что после подключения конденсатора C , был уменьшен сдвиг фаз между напряжением и током нагрузки с φ_1 до величины φ_2 и следовательно был повышен коэффициент мощности $\cos \varphi$. При определенной емкости конденсатора будет полностью скомпенсирована РМ нагрузки, то есть $\varphi = 0$

Компенсация реактивной мощности приводит к повышению коэффициента мощности. Как и множество других технических мероприятий, компенсация реактивной мощности, может использоваться для нескольких целей:

- 1) Необходимость баланса РМ в сети;
- 2) Снижение потерь мощности и напряжений в электрической сети;
- 3) Для урегулирования напряжения электрической сети.

В случаях использования КУ необходимо отслеживать ограничения по некоторым режимным и техническим требованиям:

- 1) Величины отклонениям напряжения;
- 2) Размеры располагаемой РМ на шинах источника;

- 3) Величины резерва мощности в рассматриваемых узлах нагрузки;
- 4) пропускная способность сетей.

Источники РМ должны находиться вблизи потребителя для уменьшения перетоков мощности по линиям сети и трансформаторам. Следствием этого является разгрузка элементов сети реактивной мощности, уменьшение потерь активной мощности и напряжения электрической сети. Также отпадает необходимость мероприятий по увеличению мощности цеховых трансформаторов, которые требуют больших капиталовложений. Уменьшение затрат на электроэнергию способствует снижению себестоимости продукции производимых на предприятии, тем самым повышается конкурентоспособность данного вида товара.

На предприятиях снижение потребления реактивной мощности может быть достигнута двумя путями:

- 1) Естественные меры – сущность их состоит в том, чтобы ограничить воздействия приемника на сеть путем влияния на сам приемник.
- 2) Установка специальных средств для компенсации реактивной мощности в определенных точках электроснабжения.

Мероприятия первой группы необходимо рассматривать в первую очередь, так как в основном они не требуют больших капиталовложений.

Мероприятия по установке КУ должны, во-первых, обосновываться техническими и экономическими расчетами. А во-вторых, они используются при согласовании с режимами энергосистемы.

Мероприятия, которые не требуют использования компенсирующих устройств:

- 1) упорядочение технологического процесса, которое способствует улучшению режима работы электрического оборудования, и как следствие, к повышению значения коэффициента мощности;
- 2) если загрузке составляет менее 40% можно переключить со звезды на треугольник обмотки статора АД при напряжении до 1 кВ;

- 3) установка ограничителей холостого хода для устранения режима работы при котором асинхронных двигателей находится без нагрузки;
- 4) для трансформаторов с загрузкой менее чем 30 % от номинальной мощности, целесообразно осуществить замену, перестановку или отключение;
- 5) замена двигателей загруженных малой мощностью при условии уменьшении суммарных потерь;
- 6) при возможности замена АД на СД при сохранении номинальной мощности;
- 7) применение СД для новых установок электропривода, при технико-экономическом обосновании;
- 8) регулирование величины напряжения, подводимого к двигателю при тиристорном управлении;
- 9) улучшение качества ремонта электродвигателей, при котором сохраняются номинальные характеристики;
- 10) использование преобразователей с большим количеством фаз выпрямления;
- 11) использование несимметричного управления для работы преобразователей;
- 12) использование систем в которых ограничено содержание высших гармоник в токе сети.

Мероприятия, которые связаны с использованием устройств для компенсации реактивной мощности:

- 1) применение статических конденсаторов;
- 2) применение СД в качестве компенсаторов;
- 3) использование статических источников РМ;
- 4) использование систем компенсации, которые состоят из нескольких устройств, включённых параллельно.

Использование технических устройств для компенсации реактивной мощности требует технико-экономической оценки по причине того, что устройства имеют высокую стоимость.

На предприятии основным средством компенсации реактивной мощности являются батареи конденсаторов (КБ), которые подключаются параллельно электрической сети, то есть поперечная компенсация. Главными преимуществами КБ являются: простота производства монтажных работ и относительно не большая стоимость капитальных затрат, отсутствие дефицита материалов и простота эксплуатации, а также очень малые удельные потери активной мощности. Что касается недостатков, то к ним можно отнести зависимость выдаваемой РМ от подведённого напряжения, ступенчатость регулирования выдаваемой реактивной мощности, высокая пожароопасность, сильно подвержены к влиянию КЗ и перенапряжений, и наличие остаточного разряда. Остаточный разряд на отключенных КБ может привести к травмам обслуживающего персонала. Естественный саморазряд происходит очень долго, по этой причине требуется дополнительное оборудование для защиты и разряда КБ. Кроме того, если включить обратно в сеть заряженные КБ, то произойдет большой бросок тока, который во много раз превосходит ток включения разряженного конденсатора. Так же на конденсаторные установки сильно влияет наличие в сети высших гармоник. При наличии таковых гармоник необходима проверка вероятности перегрузки КБ по току при резонансных или же близких к таким режимам и нужно предусматривать меры по ликвидации резонансных явлений.

Синхронные двигатели получили широкое применение для генерации реактивной мощности. Значения выдаваемой реактивной мощности СД напрямую зависит от их загрузки по активной и реактивной мощностях, а также от напряжения на зажимах. Синхронные двигатели меньше зависимы от колебаний напряжений, чем конденсаторные установки, а также повышают устойчивость системы. Экономически целесообразно применять сразу СД вместе с КБ. Конденсаторные батареи в основном компенсируют базисную часть графика нагрузки, а СД в свою очередь снижает пики графика.

Синхронные компенсаторы представляют синхронную машину, которая в режиме холостого хода, вырабатывает или потребляет реактивную мощность.

Эффективность компенсации зависит не только от величины мощности оборудования, но и от систем управления. Так при наличии автоматического регулирования возбуждения для синхронного компенсатора регулирующий эффект увеличивается. СК имеет два режима работы – недовозбуждения и перевозбуждения. В режиме недовозбуждения он потребляет индуктивный ток, а в режиме перевозбуждения потребляет ток с емкостной составляющей. Регулирование происходит плавно и непрерывно, что хорошо сказывается на статической устойчивости системы.

Синхронные компенсаторы на предприятиях используют достаточно редко. В основном их используют при больших мощностях компенсирующих устройств для подстанций, которые имеют районное значение, а также устанавливают иногда на крупные электропечные установки (руднотермические и дуговые).

Фильтрокомпенсирующие устройства используются для уменьшения влияния гармонических искажений напряжений, а также для компенсации реактивной мощности промышленных предприятий и в электросетях. В состав фильтров гармоник входят конденсаторы, которые включены последовательно с индуктивностью. Величина индуктивности подбирается такой, чтобы фильтры гармоник представляли собой последовательный резонансный контур с низким сопротивлением на частоте гармоники. Присутствие высших гармоник способствует нагреву всего электрооборудования и соответственно к снижению его срока службы, а также приводит к неправильной работе систем на базе электроники. Результатом установки таких фильтров является снижение величины коэффициента несинусоидальности напряжения в электросети. Это непосредственно отражается благоприятно на сроке службы электрооборудования, уменьшаются потери.

Статические тиристорные компенсаторы используются как для выдачи реактивной мощности, так и для потребления её. СТК отличаются высоким быстродействием и плавным регулированием. Назначение статических тиристорных компенсаторов обуславливается оптимизацией режимов работы

энергосистем с целью поднятия пропускной способности, а также устойчивости ВЛ, снижением потерь электрической энергии и улучшением качества, а также стабилизацией напряжения.

В зависимости от места установки компенсирующего устройства разделяют на следующие виды:

- 1) индивидуальные;
- 2) групповые;
- 3) централизованные;

На рисунке 2 изображены схемы подключения КУ в энергосистеме[2].

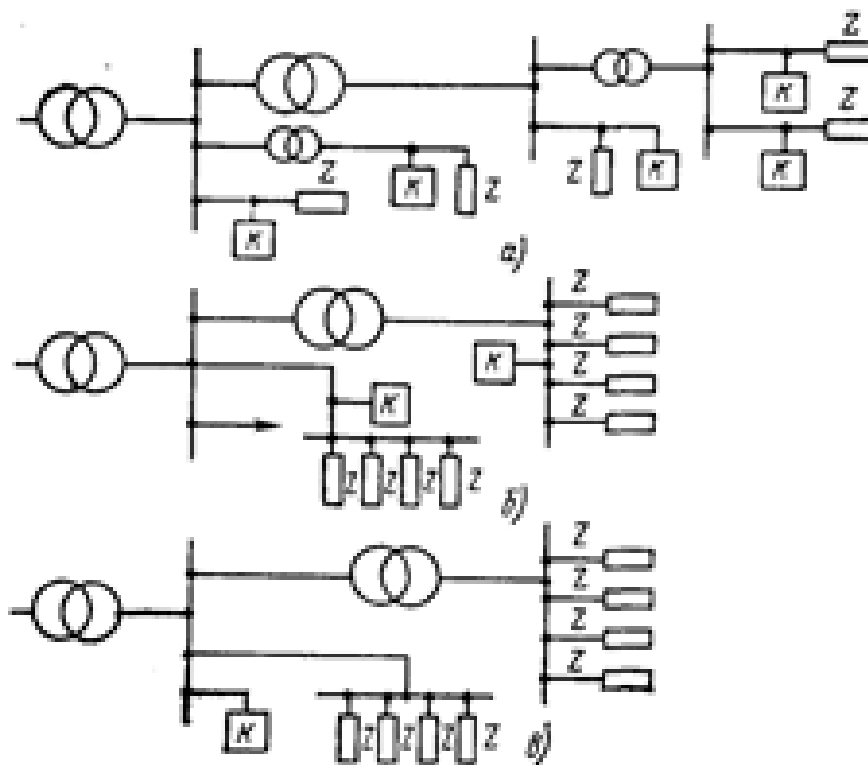


Рисунок 2 – Схемы подключения компенсирующих устройств:

а – индивидуальная; б – групповая; в – централизованная.

Способ подключения устройства компенсации непосредственно на зажимы электроприемника потребляющего РМ, называется индивидуальной компенсацией. Такой способ наиболее эффективен для электроприемников с нелинейными характеристиками при разгрузке от РМ питающей и распределительной сетей, а также трансформаторов и сетей ВЛ. Недостатком

такого способа является то, что устройство компенсации не используется при отключенном потребителе электроэнергии.

Групповая и централизованная компенсация более предпочтительна в использовании. Она позволяет использовать отдельные устройства в независимости от работы других потребителей. Однако для использования компенсации этого вида необходимо дополнительное оборудование – для коммутаций и для защиты; кроме того, КУ должны иметь некоторый диапазон регулирования по реактивной мощности для данной группы потребителей. При необходимости с помощью специализированного контроллера и коммутационно-защитной аппаратуры компенсационное устройство может регулировать подачу реактивной мощности в систему.

Преимуществом централизованной компенсации является то, что включенная мощность КУ в данный момент времени соответствует потребляемой реактивной мощности без перекомпенсации или недокомпенсации.

Выбор мест для присоединения средств компенсации является важным моментом, определяющим конечный результат регулирования баланса реактивной мощности.

1.3 Общие сведения о режимах энергетических систем

Существующие нормальные и возможные аварийные режимы в энергосистеме тщательно изучаются. Главными параметрами существования режима являются напряжение и частота в узлах, токи в элементах, а также степень надежности. На сегодняшний день существуют системы которые могут в настоящем времени следить за текущим состоянием энергетической системы, однако они не в силах проанализировать все возможные режимы энергосистемы, в том числе и аварийные режимы в системе. Диспетчерам по этой причине необходимо анализировать возможные режимы моделируя их в программах. По результатам моделирования можно найти особо слабые места в энергосистемах, а также установить комплекс мероприятий для устранения возможности

возникновения аварийных ситуаций. В частности найти экономически выгодное место установки компенсирующих устройств, а также более рационально производить оперативные переключения в сети.

1.4 Основные требования для режимов энергосистем

Полное изучение возможных режимов работы всей энергосистемы, так и отдельных частей, является важной задачей для надежного электроснабжения потребителей.

На режим работы энергосистемы влияет множество параметров, таких как сопротивления, величины нагрузок, напряжения и токов, коэффициенты трансформации и т.д. Помимо этого существуют переходные режимы которые возникают в результате оперативных переключений или аварийных ситуаций.

Существуют определенные требования, которые должны быть удовлетворены при балансе режима энергетической системы:

- 1) Бесперебойность электроснабжения потребителей;
- 2) Высокая надежность режима работы энергосистемы;
- 3) Высокий уровень качества отпускаемой электроэнергии;
- 4) Наиболее возможный экономичный режим работы без снижения качественных и количественных показателей.

1.5 Цели оптимизации режимов энергосистемы

Согласно [1], Наиболее эффективное управление режимами при нормальном и аварийном функционировании энергосистемы состоит в том, чтобы за определённый промежуток времени предоставить качественное электроснабжение потребителя электрической энергии. Под качественным электроснабжением понимается соблюдение определённой величины напряжения и частоты, значение которых регламентируются в законодательных документах. При этом стараются выдержать наименьшие

возможные потери на эксплуатационные затраты, то есть экономически эффективно производить электроэнергию.

Для достижения лучшего экономического эффекта используется оптимизация режимов работы энергосистемы, то есть для низкого уровня эксплуатационных затрат. Оптимизация производится по условию минимума затрат на условное топливо. При математическом моделировании это является критерием оптимальности режима.

Согласно [4] Оптимизация режимов в зависимости от принципов и структуры оперативно-диспетчерского управления энергосистемами производится на разных территориальных и временных уровнях. При оптимизации текущего режима, или другими словами, оптимизации за промежуток времени не превышающий один час, предполагается, что параметры данного режима в срок рассматриваемого отрезка времени, постоянны. Оптимизация текущего режима используется в электроэнергетических системах, не содержащих гидроэлектростанции и тепловых станций с ограниченным объемом топлива, то есть иными словами, что нет ограничения на использование любого количества энергоносителя за определённый промежуток времени. По этой причине можно любой момент времени рассматривать отдельно, то есть независимо от остальных моментов и тем самым привести задачу управления энергетической системой в течение некоторого промежутка времени, к примеру суток, к последовательности независимых задач управления в каждый промежуток времени. На практике же в связи с тем, что от времени сбора начальной информации до реализации просчитанного на компьютере режима в электроэнергетической системе проходит некоторый интервал времени, можно сказать не об управлении в каждый промежуток времени, а о определённом темпе выдачи управляющих воздействий, например ежечасном, каждую минуту или каждые 10 минут и т. д. В качестве целевой функции берётся либо издержки за промежуток времени между парой управляющими воздействиями, или же, при соответствии этих промежутков, затраты в единицу времени, к примеру за 1 час.

Оптимизация на длительном промежутке времени, таком как сезон или месяц отличаются от краткосрочной оптимизации и наиболее сложны. Распределение мощности в энергосистеме с гидроэлектростанцией имеет некоторую особенность. Использование воды(энергоносителя) в одно время зависит от использования его на других промежутках времени. Поэтому оптимизацию на длительном промежутке времени нельзя свести к решению независимых задач оптимизации любого промежутка времени.

К допустимому режиму предъявляются условия качества и надежности электроснабжения. Таких режимов может быть несколько. Поэтому можно выделить из этих режимов один оптимальный режим, при котором издержки на расходы условного топлива минимальны при одном уровне объема электроэнергии отпускаемой потребителю.

1.6 Виды задач оптимизации режимов.

Для существующих множеств задач оптимизации режимов собран большой опыт сопоставления и разработки методов, а также расчетов в энергетических системах. Из всех оптимизационных задач можно выделить три вида которые наиболее часто подвергаются решению:

1) Распределение активной мощности между работающими электростанциями в энергосистеме, другими словами, это оптимизация режима по активной мощности;

2) Уменьшение потерь по активной мощности в энергосистеме, то есть оптимизация режима электросети по напряжению, реактивной мощности и по трансформаторным коэффициентам трансформации;

3) Комплексная оптимизация режима при которой определяются значения параметров, оптимальных для режима в котором объем расходов условного топлива, то есть затрат, сведётся к минимуму, а так же он будет удовлетворять техническим ограничениям, регламентируемых нормативными документами.

Эти задачи по возможности решаются в ходе оперативного и автоматического управления режимами энергетических сетей и систем.

Оптимизация режима электроэнергетической системы тепловых станций при распределении мощности активной между ними, позволяет обнаружить активные мощности для станций, которые соответствуют минимальным объемам затрат условного топлива или стоимости на тепловых электростанциях с примерным учетом потерь в энергосистеме при определённых нагрузках потребителей.

Данная задача при не учёте ограничений-неравенств по активной мощности линий и станций, является задачей на условный экстремум функции и будет решаться методом Лагранжа. Если же при решении этой задачи учитывать ограничения-неравенства по активной мощности линий и станций, то решаться она будет с помощью нелинейного программирования.

Что касается комплексной оптимизации режима, то она позволяет находить помимо оптимальных активных мощностей, так и реактивную мощность, которую необходимо выработать, а также ко всему прочему, модулей и фаз напряжений в определённых узлах энергосистемы при учете качества энергоснабжения.

Наиболее трудный вид задачи по оптимизации режима— это подбор правильного состава оборудования находящегося в работе, при котором стоимость останова и пуска агрегатов станции учитывается, как не маловажный аспект. Данная задача не линейна и в ней часть переменных дискретна, поэтому в настоящее время данный вопрос решается приближенно в связи с недостаточной разработанностью[6].

1.7 Оптимизация режима энергосистемы по величине реактивной мощности, коэффициентам трансформации и напряжению.

Главной целью оптимизации режима энергосистемы по трем параметрам, таких как – реактивная мощность, коэффициенты трансформации

трансформаторов подстанций и ГПП, напряжение в узлах нагрузки, является в нахождении такого установившегося режима, при котором бы были наименьшие потери мощности, при соблюдении технических ограничений по нормативным документам[2].

Для решения этой задачи известны активные мощности электростанций, а также нагрузка узлов, то есть активная и реактивная мощность потребителей.

Задача оптимизации режима работы энергосистемы по величине реактивной мощности, коэффициентам трансформации и напряжению является нелинейным программированием. При работе с оптимизацией энергосистемы учитываются условия вида по напряжениям в каждом узле, в том числе в нагрузочных узлах потребителей; по генерируемым реактивным мощностям источников и по трансформаторным коэффициентам трансформации, а также контроль потоков мощностей в контролируемых сечениях, во избежание перегрузок линий электропередачи.

Задача оптимизации режима работы энергосистемы по величине реактивной мощности, коэффициентам трансформации и напряжению, заключается в выяснении наименьшей активной мощности, которая вырабатывается на балансирующей станции Рб, а также ущерб потребителей в связи с плохим качеством электроснабжения.

Согласно [3], расчет ущерба потребителей от некачественного электроснабжения представляет огромную трудность в связи с недостаточной изученностью данной области. По этой причине решая задачу оптимизации энергосистемы считается, что главная целевая функция – это активная мощность балансирующей станции, т. е.

$$P_{\sigma} = \sum_{i=1}^{N_l} P_{ni}(U) + \Delta P - \sum_{i=1}^{N_l} P_{zi}$$

где N_1 — число нагрузочных узлов; N_2 — число генераторных узлов, в которых $P_r = \text{const}$; ΔP — потери активной мощности в сети; $p_n(U)$ — статические характеристики нагрузки по напряжению.

Если учитывать характеристики $P_r(U)$, то минимумы P_6 и ΔP не совпадают. Во многих случаях статические характеристики нагрузки недостаточно известны, чтобы их можно было использовать при оптимизации режима сети. Если пренебречь статическими характеристиками минимумы P_6 и ΔP совпадут, так как в этом случае $\Sigma P_n = \text{const}$. Поэтому, если пренебречь статическими характеристиками нагрузки и взаимосвязь ущерба у потребителей вследствие плохого напряжения, то минимум активной мощности балансирующей станции будет соответствовать минимальным потерям активной мощности в энергосистеме.

2 Компьютерное моделирование схемы

2.1 Расчет и анализ нормальных режимов

Расчет режимов производим с помощью программного комплекса Rastrwin. ПК RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем. ПО позволяет: производить расчет и утяжеление режима, эквивалентирование сети; обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети; предусматривает графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами; существует возможность оптимизации режима по реактивной мощности[28].

2.1.1 Режим максимальных нагрузок

Для оперативного управления энергосистемой необходимо рассчитать возможные режимы данной энергосистемы, с вводом параметров в допустимую область.

Произведём расчёт установившегося режима максимальных нагрузок для схемы, представленной на рисунке 2.1. Курейская ГЭС была принята за базисный узел. Узлы Усть-Хантайской ГЭС и ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 выступают в роли генераторных узлов.

Ввод параметров в допустимую область сводится к регулированию напряжения на подстанциях. Согласно ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону не должно превышать 5% от номинального напряжения. Также ток в ЛЭП не должен превышать допустимого значения. Расчет производим в программе RastrWin. Входными данными являются значения активных и реактивных нагрузок, параметры ЛЭП и трансформаторов.

Трансформаторы на ГПП загружены на номинальный коэффициент загрузки равный 0,7. В системе отсутствуют конденсаторные компенсирующие установки, что плохо сказывается на энергосистеме в целом.

Результаты расчета режима после регулирования представлены в приложении А.

В таблице 2.1 сведем результаты расчета генерации и потерь мощности.

Таблица 2.1 – результаты расчета режима максимальных нагрузок.

Наименование величины	Результату расчета в программе
Генерируемая активная мощность P_g , МВт	503,9
Генерируемая реактивная мощность Q_g , МВар	591,9
Потери активной мощности dP , МВт	63,71
Потери реактивной мощности dQ , МВар	301,37

Потери активной мощности составляют $\frac{63,71}{503,9} * 100\% = 12,6\%$,

Потери реактивной мощности составляют $\frac{301,37}{591,9} * 100\% = 50,9\%$

Норильский горно-металлургический комбинат включает в себя несколько ГПП. Сведем в отдельную таблицу 2.2 потери мощности на этих ГПП.

Таблица 2.2 – Потери мощностей в режиме максимальных нагрузок.

Номер ГПП	Нагрузка ГПП, МВт/МВар	Потери активной мощности dP , МВт	Потери реактивной мощности dQ , МВар
ГПП 30	17,5/17,5	0,82	3,86
ГПП 31	17,5/17,5	0,78	3,44
ГПП 32	11,2/11,2	0,2	1,56
ГПП 35	11,2/11,2	0,1	1,38
Сумма	57,4/57,4	1,9	10,24

Произведем расчет коэффициента мощности:

$$\cos \phi = \frac{\sqrt{57.4^2 + 57.4^2}}{57.4} = 0.707$$

Низкий коэффициент мощности показывает необходимость компенсации реактивной мощности в данном месте.

2.1.2 Режим минимальных нагрузок

Произведём расчёт установившегося режима минимальных нагрузок для схемы представленной на рисунке 2,1, а также введём в допустимую область.

Результаты расчета представлены в приложении Б.

Нагрузки в Режиме минимальных нагрузок были приняты равными 50% от режима максимальных нагрузок.

Ввод параметров в допустимую область сводится к регулировке напряжения на ГПП. Допустимое отклонение напряжения на шинах потребителя в большую или меньшую сторону не должно превышать 5% от номинального напряжения. Также ток в ЛЭП не должен превышать допустимого значения.

Сведем в таблицу 2.3 используемые ответвления трансформаторов для ввода режима в допустимую область по напряжению.

Таблица 2.3 –ответвления РПН трансформаторов

Название участка	Использованное ответвление
ГПП 1	+3
ГПП 31	-2
ГПП 30	-3
ГПП 32	-6
ГПП 35	-3
ГПП 29	+1
ГПП 17	0
ГПП 28	0
ГПП 483	0
ПС Районная	0
ГПП 38	-1
ГПП 49	-1
ГП П2	-2

Продолжение таблицы 2.3 –ответвления РПН трансформаторов

ГПП 14	-2
ГПП 51	-3
ГПП 33	-4
ГПП 59	-4
ГПП 60	-5
ГПП 26	-5
ГПП 20	-5
ГПП 68	-6
ГПП 75	-6
ГПП 48	-6
ГПП 27	-7
ГПП 6	-7
ГПП 42	-7

В таблице 2.4 сведем результаты расчета генерации и потерь мощности.

Таблица 2.4 – результаты расчета режима минимальных нагрузок.

Наименование величины	Результату расчета в программе
Генерируемая активная мощность P_g , МВт	239,7
Генерируемая реактивная мощность Q_g , МВар	118,8
Потери активной мощности dP , МВт	9,0
Потери реактивной мощности dQ , МВар	42,94

Потери активной мощности составляют $\frac{9,0}{239,7} * 100\% = 3,7\%$,

Потери реактивной мощности составляют $\frac{42,94}{118,8} * 100\% = 36,1\%$

Сведем в отдельную таблицу 2.5 потери мощности на ГПП Норильского ГМК.

Таблица 2.5 – Потери мощностей в режиме минимальных нагрузок.

Номер ГПП	Нагрузка ГПП, МВт/МВар	Потери активной мощности dP, МВт	Потери реактивной мощности dQ, МВар
ГПП 30	8,8/8,8	0,24	0,94
ГПП 31	8,8/8,8	0,26	0,88
ГПП 32	5,6/5,6	0,12	0,76
ГПП 35	5,6/5,6	0,06	0,66
Сумма	28,8/28,8	0,68	3,24

2.2 Расчет послеаварийных режимов максимальных нагрузок

2.2.1 Отключение цепи линии 110 кВ между ПС Районной и ТЭЦ-1

Для того чтобы создать аварийную ситуацию отключим одну цепь ВЛ соединяющую ПС Районную и ТЭЦ-1.

Результаты расчета представлены в приложении В.

Сделаем расчет режима с вводом параметров в допустимую область.

Сведем в таблицу 2.6 используемые ответвления трансформаторов для ввода режима в допустимую область по напряжению.

Таблица 2.6 – ответвления РПН трансформаторов

Название участка	Использованное ответвление
ГПП 28	-8
ГПП 17	-7
ПС Районная	-6
ГПП 26	-6
ГПП 60	+2
ГПП 38	+1
ГПП 33	+1
ГПП 35	-9
ГПП 32	-9
ГПП 2	+1
ГПП 29	-7

Продолжение таблицы 2.11 – ответвления РПН трансформаторов

ГПП 31	-7
ГПП 30	-6
ГПП 24	-6
ГПП 27	-6
ГПП 1	-6

Как видно из расчета режима, напряжение на ГПП принадлежащих ГМК снизилось, в следствии чего понадобилось регулировать напряжение с помощью РПН трансформаторов.

Сведем в отдельную таблицу 2.7 потери мощности на ГПП Норильского ГМК.

Таблица 2.7 – Потери мощностей в режиме минимальных нагрузок.

Номер ГПП	Нагрузка ГПП, МВт/МВар	Потери активной мощности dP, МВт	Потери реактивной мощности dQ, МВар
ГПП 30	17,5/17,5	0,92	4,22
ГПП 31	17,5/17,5	0,86	3,78
ГПП 32	11,2/11,2	0,24	1,72
ГПП 35	11,2/11,2	0,12	1,52
Сумма	57,4/57,4	2,14	11,24

2.2.2 Отключение цепи линии 110 кВ между ПС Районной и ТЭЦ-2

Для того чтобы создать аварийную ситуацию отключим одну цепь ВЛ соединяющую ПС Районную и ТЭЦ-2.

Результаты расчета представлены в приложении Г.

Сделаем расчет режима с вводом параметров в допустимую область.

Сведем в таблицу 2.8 используемые ответвления трансформаторов для ввода режима в допустимую область по напряжению.

Таблица 2.8 –ответвления РПН трансформаторов

Название участка	Использованное ответвление
ГПП 28	-2
ГПП 17	-8
ПС Районная	-7
ГПП 26	-9
ГПП 60	-7
ГПП 35	-9
ГПП 38	-7
ГПП 33	-3
ГПП 32	-9
ГПП 2	-2
ГПП 29	-7
ГПП 31	-9
ГПП 30	-9
ГПП 1	-6
ГПП 24	-6
ГПП 27	-6
ГПП 23	-6
ГПП 12	-6

Как видно из расчета режима, напряжение на ГПП принадлежащих ГМК снизилось, в следствии чего понадобилось регулировать напряжение с помощью РПН трансформаторов. РПН трансформаторов не хватило для ввода напряжения в допустимую область, поэтому такой режим для данных ГПП не благоприятен и рекомендуется установка БСК для поднятия напряжения.

Сведем в отдельную таблицу 2.9 потери мощности на ГПП Норильского ГМК.

Таблица 2.9 – Потери мощностей в режиме минимальных нагрузок.

Номер ГПП	Нагрузка ГПП, МВт/МВар	Потери активной мощности dP, МВт	Потери реактивной мощности dQ, МВар
ГПП 30	17,5/17,5	0,94	4,34
ГПП 31	17,5/17,5	0,88	3,88
ГПП 32	11,2/11,2	0,24	1,76
ГПП 35	11,2/11,2	0,12	1,56
Сумма	57,4/57,4	2,18	11,54

2.2.2 Отключение цепи линии 110 кВ между ГПП 30 и ПС Районная

Для того чтобы создать аварийную ситуацию отключим одну цепь ВЛ соединяющую ПС Районную и ГПП 30.

Результаты расчета представлены в приложении Д.

Сделаем расчет режима с вводом параметров в допустимую область.

Сведем в таблицу 2.10 используемые ответвления трансформаторов для ввода режима в допустимую область по напряжению.

Таблица 2.10 – ответвления РПН трансформаторов

Название участка	Использованное ответвление
ГПП 30	-9
ГПП 31	-9
ГПП 32	-9
ГПП 35	-9

Как видно из расчета режима, напряжение на ГПП принадлежащих ГМК снизилось, в следствии чего понадобилось регулировать напряжение с помощью РПН трансформаторов. РПН трансформаторов используются на максимуме, то есть отсутствует запас для регулирования в случае необходимости.

Сведем в отдельную таблицу 2.11 потери мощности на ГПП Норильского ГМК.

Таблица 2.11 – Потери мощностей в режиме минимальных нагрузок.

Номер ГПП	Нагрузка ГПП, МВт/МВар	Потери активной мощности dP, МВт	Потери реактивной мощности dQ, МВар
ГПП 30	17,5/17,5	1,75	6,27
ГПП 31	17,5/17,5	0,84	3,68
ГПП 32	11,2/11,2	0,24	1,68
ГПП 35	11,2/11,2	0,12	1,48
Сумма	57,4/57,4	2,95	13,11

2.3 Оценка пропускной способности ВЛЭП

2.3.1 Оценка пропускной способности ВЛЭП ПС Районная – ГПП 30

Согласно[1], мероприятия по увеличению пропускной способности основных потоков:

1. Компенсация реактивной мощности в основных элементах с помощью КБ. В результате возрастут уровни напряжения и уменьшатся токи.
2. Перевод части линии выполненных в габаритах более высокого класса напряжения в свой класс напряжений со строительством дополнительных ПС.
3. Строительство новых ЛЭП того же класса напряжения и расширение подстанций.

Расчет производится с вводом в допустимую область.

Для ввода параметров в допустимую область необходимо отрегулировать напряжение на подстанциях. В максимальном режиме на шинах потребителя отклонение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения, а также ток в линиях не должен превышать допустимых значений.

Полученные результаты представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12– Результаты расчета оценки пропускной способности ВЛ ПС Районная – ГПП 30

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 30, МВт	Ток по цепям ВЛ, $I_{\text{доп}}=510\text{А}$
17,5	252
22,5	278
27,5	305
32,5	335

Из таблицы видно, что максимальная мощность которую можно передать по данной ВЛ составляет 32,5 МВт. Не смотря на то, что ток в линии не достигает предельных значений, РПН трансформаторов не хватает, чтобы ввести напряжение в допустимую область.

2.3.2 Оценка пропускной способности ВЛЭП ГПП 30– ГПП 31

Расчет производится с вводом в допустимую область.

Для ввода параметров в допустимую область необходимо отрегулировать напряжение на подстанциях. В максимальном режиме на шинах потребителя отклонение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения, а также ток в линиях не должен превышать допустимых значений.

Полученные результаты представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Результаты расчета оценки пропускной способности ВЛ ГПП 30 – ГПП 31

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 31, МВт	Ток по цепям ВЛ, $I_{\text{доп}}=450\text{А}$
17,5	178
20	191
23	208
26	225

Из таблицы видно, что максимальная мощность которую можно передать по данной ВЛ составляет 26 МВт. Не смотря на то, что ток в линии не достигает предельных значений, РПН трансформаторов не хватает, чтобы ввести напряжение в допустимую область.

2.3.3 Оценка пропускной способности ВЛЭП ГПП 31– ГПП 32

Расчет производится с вводом в допустимую область.

Для ввода параметров в допустимую область необходимо отрегулировать напряжение на подстанциях. В максимальном режиме на шинах потребителя отклонение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения, а также ток в линиях не должен превышать допустимых значений.

Полученные результаты представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Результаты расчета оценки пропускной способности ВЛ ГПП 30 – ГПП 31

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 32, МВт	Ток по цепям ВЛ, $I_{\text{доп}}=390\text{А}$
11,2	101
13	110
15	121
17	132

Из таблицы видно, что максимальная мощность которую можно передать по данной ВЛ составляет 17 МВт. Не смотря на то, что ток в линии не достигает предельных значений, РПН трансформаторов не хватает, чтобы ввести напряжение в допустимую область.

2.3.4 Оценка пропускной способности ВЛЭП ГПП 32– ГПП 35

Расчет производится с вводом в допустимую область.

Для ввода параметров в допустимую область необходимо отрегулировать напряжение на подстанциях. В максимальном режиме на шинах потребителя отклонение напряжения не должно превышать 5% от номинального напряжения, а также ток в линиях не должен превышать допустимых значений.

Полученные результаты представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15– Результаты расчета оценки пропускной способности ВЛ
ГПП 32 – ГПП 35

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 35, МВт	Ток по цепям ВЛ, I _{доп} =330А
11,2	51
12,5	57
14,5	68
16	76

Из таблицы видно, что максимальная мощность которую можно передать по данной ВЛ составляет 16 МВт. Не смотря на то, что ток в линии не достигает предельных значений, РПН трансформаторов не хватает, чтобы ввести напряжение в допустимую область.

2.4 Увеличение пропускной способности ВЛ

Для исследуемых ВЛ можно увеличить пропускную способность. Основной причиной не возможности увеличения нагрузки данных ВЛ было наличие низких уровней напряжения в узлах, не хватало отпаяк РПН трансформаторов для стабилизации напряжения. Токи на данных ВЛ не достигали предельных значений. Используя компенсирующие устройства можно стабилизировать напряжение и увеличить пропускную способность. Для компенсации реактивной мощности будут использованы батареи статических конденсаторов.

2.4.1 Увеличение пропускной способности линии ПС Районная ГПП 30

Рассмотрим увеличение пропускной способности ВЛ Районная- ГПП 30.

Постепенно увеличивая активную мощность нагрузки и БСК, которые установлены на шинах 10 кВ ГПП 30, заносим значения в таблицу, вводя при необходимости значение напряжения в допустимую область.

Полученные результаты представлены в таблице 2.16.

Рассчитаем необходимое количество и мощность КУ

$$\underline{S}_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2} = \sqrt{17,5^2 + 17,5^2} = 24,7 \text{ МВА};$$

$$\cos \varphi_0 = \frac{P_n}{S_n} = \frac{17,5}{24,7} = 0,7 < 0,95$$

$$Q_{\text{выр}} = P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi = 17,5 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 5,75 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{ку}} = Q_n - Q_{\text{выр}} = 17,5 - 5,75 = 11,75 \text{ Мвар}$$

К установке принимается КБ типа КСКГ-1,05-125 [2, табл. 5.42]

$$n_{\text{ку}} = \frac{Q_{\text{ку}}}{Q_{\text{ед}}} = \frac{11,75}{5,9} \approx 2$$

Устанавливаем 2 конденсаторные батареи:

$$Q_{\text{ку}} = 2 \cdot 5,9 = 11,8 \text{ (Мвар)}$$

Коэффициент мощности с учетом КУ:

$$\cos \varphi_{\text{КУ}} = \frac{P_n}{S_{\text{КУ}}} = \frac{P_n}{\sqrt{P_n^2 + (Q_n - Q_{\text{КУ}})^2}} = \frac{17,5}{\sqrt{17,5^2 + (17,5 - 11,8)^2}} = 0,95$$

Таблица 2.16–Результаты увеличения пропускной способности ВЛ ПС
Районная – ГПП 30

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 30, МВт	Ток по цепям ВЛ, А I _{доп} =510	Мощность БСК, МВар
17,5	213	11,8
50	255	39,9
80	343	71,1
130	507	118,5

Пропускную способность ВЛ ПС Районная – ГПП 30 удалось увеличить до 130 МВт, по сравнению с первоначальным значением пропускной способностью 32,5 МВт. В итоге удалось увеличить пропускную способность в 4 раза.

2.4.2 Увеличение пропускной способности линии ГПП 30– ГПП 31

Рассмотрим увеличение пропускной способности ВЛ ГПП 30- ГПП 31.

Постепенно увеличивая активную мощность нагрузки и БСК, которые установлены на шинах 10 кВ ГПП 31, заносим значения в таблицу, вводя при необходимости значение напряжения в допустимую область.

Полученные результаты представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Результаты увеличения пропускной способности ВЛ ГПП 30- ГПП 31

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 31, МВт	Ток по цепям ВЛ, А I _{доп} =450	Мощность БСК, МВар
17,5	139	11,8
30	163	23,7
75	286	63,2
120	438	110,6

Коэффициент мощности с учетом КУ:

$$\cos \varphi_{KV} = \frac{P_n}{S_{KV}} = \frac{P_n}{\sqrt{P_n^2 + (Q_n - Q_{KV})^2}} = \frac{17,5}{\sqrt{17,5^2 + (17,5 - 11,8)^2}} = 0,95$$

Пропускную способность ВЛ ГПП 30- ГПП 31 удалось увеличить до 120 МВт, по сравнению с первоначальным значением пропускной способностью 26 МВт. В итоге удалось увеличить пропускную способность в 4,6 раза.

2.4.3 Увеличение пропускной способности линии ГПП 31– ГПП 32

Рассмотрим увеличение пропускной способности ВЛ ГПП 31- ГПП 32.

Постепенно увеличивая активную мощность нагрузки и БСК, которые установлены на шинах 10 кВ ГПП 32, заносим значения в таблицу, вводя при необходимости значение напряжения в допустимую область.

Полученные результаты представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Результаты увеличения пропускной способности ВЛ
ГПП 31- ГПП 32

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 32, МВт	Ток по цепям ВЛ, А I _{доп} =390	Мощность БСК, МВар
11,2	82	7,9
30	147	23,7
70	254	63,2
110	389	102,7

Коэффициент мощности с учетом КУ:

$$\cos \varphi_{KY} = \frac{P_n}{S_{KY}} = \frac{P_n}{\sqrt{P_n^2 + (Q_n - Q_{KY})^2}} = \frac{11,2}{\sqrt{11,2^2 + (11,2 - 7,9)^2}} = 0,96$$

Пропускную способность ВЛ ГПП 31- ГПП 32 удалось увеличить до 110 МВт, по сравнению с первоначальным значением пропускной способностью 17 МВт. В итоге удалось увеличить пропускную способность в 6,5 раза.

2.4.4 Увеличение пропускной способности линии ГПП 32– ГПП 35

Рассмотрим увеличение пропускной способности ВЛ ГПП 32- ГПП 35.

Постепенно увеличивая активную мощность нагрузки и БСК, которые установлены на шинах 10 кВ ГПП 35, заносим значения в таблицу, вводя при необходимости значение напряжения в допустимую область.

Полученные результаты представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Результаты увеличения пропускной способности ВЛ ГПП 32- ГПП 35

Активная мощность нагрузки в узле ГПП 35, МВт	Ток по цепям ВЛ, А I _{доп} =330	Мощность БСК, МВар
11,2	35	7,9
35	148	31,6
65	223	55,3
95	327	86,9

Коэффициент мощности с учетом КУ:

$$\cos \varphi_{KV} = \frac{P_n}{S_{KV}} = \frac{P_n}{\sqrt{P_n^2 + (Q_n - Q_{KV})^2}} = \frac{11,2}{\sqrt{11,2^2 + (11,2 - 7,9)^2}} = 0,96$$

Пропускную способность ВЛ ГПП 32- ГПП 35 удалось увеличить до 95 МВт, по сравнению с первоначальным значением пропускной способностью 16 МВт. В итоге удалось увеличить пропускную способность в 5,9 раза.

2.5 Анализ режима максимальных нагрузок при установке БСК

Произведем моделирование режима максимальных нагрузок при котором на ГПП 30, ГПП 31, ГПП 32 и ГПП 35 будут установлены батареи статических конденсаторов для компенсации реактивной мощности.

Результаты расчета представлены в приложении Е.

Для удобства анализа сведем результаты расчета потерь до и после установки БСК в таблицу 2.20.

Таблица 2.20 – Результаты расчета потерь до и после установки БСК

Место	Мощность нагрузки P/Q, МВт/МВар	Мощность БСК Q _{бск} , МВар	Потери активной мощности до установки БСК dP, МВт	Потери реактивной мощности до установки БСК dQ, МВар	Потери активной мощности после установки БСК dP, МВт	Потери реактивной мощности после установки БСК dQ, МВар
ГПП 30	17,5/17,5	15,8	0.82	3.86	0.36	1.64
ГПП 31	17,5/17,5	15,8	0.78	3.44	0.34	1.42
ГПП 32	11,2/11,2	7,9	0.2	1.56	0.08	0.7
ГПП 35	11,2/11,2	7,9	0.1	1.38	0.04	0.06
Сумма	57,4/57,4	47,4	1.9	10.24	0.82	4.36

Далее сведем в таблицу 2.21 результаты установки БСК на ГПП ГМК.

Таблица 2.21 – Результаты установки БСК

Место	Величина уменьшения потерь активной мощности dP, МВт	Величина уменьшения потери реактивной мощности dQ, МВар	% уменьшения потерь активной мощности	% уменьшения потерь реактивной мощности
ГПП 30	0,46	2,22	56,10	57,51
ГПП 31	0,44	2,02	56,41	58,72
ГПП 32	0,12	0,86	60,00	55,13
ГПП 35	0,06	1,32	60,00	95,65
Сумма	1,08	5,88	56,84	57,42

Как видно из таблицы, благодаря установки БСК на ГПП нам удалось снизить потери активной мощности на 56,84% и потери реактивной мощности на 57,42%.

2.6 Общие выводы по исследованию режимов

Были смоделированы режимы максимальных и минимальных нагрузок, а также аварийные режимы, которые непосредственно могли бы влиять на

работоспособность ГМК. Режимы вводились в допустимую область по напряжению согласно ГОСТу.

Трансформаторы на ГПП принадлежащие ГМК при аварийных режимах используя РПН по максимуму, то есть у трансформаторов отсутствует запас регулирования в случае необходимости.

Была проведена оценка пропускной способности ВЛ соединяющих ГПП, входящие в состав ГМК и соединяющие с питающей ПС Районной. Пропускная способность этих линий очень ограничена. С помощью БСК представили возможность увеличить пропускную способность линий, если это понадобится для расширения ГМК.

Для текущего режима максимальных нагрузок был предложен вариант установки БСК на каждом ГПП ГМК. На ГПП 30 и ГПП 31 было установлено по две батареи статических конденсаторов номинальной мощностью 7,9 МВар каждая. И по одной БСК на ГПП 32 и ГПП 35.

В результате данного мероприятия, суммарные потери активной мощности на ГМК снизились на 56,84% и суммарные потери реактивной мощности на 57,42%.

Также нужно отметить, что в аварийных режимах, с помощью данных батарей статических конденсаторов надежность поддержания напряжения на номинальном уровне будет выше. Трансформаторы вместе с БСК способны регулировать напряжение в больших пределах.

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Экономические цели проведения мероприятий по модернизации

Для электроснабжения Норильского ГМК рассматривается вариант установки батарей статических конденсаторов для повышения коэффициента мощности до уровня 0,95 и выше. До установки БСК коэффициент мощности равен 0,7, что плохо сказывается на работе электрооборудования.

Заниженное значение коэффициента мощности на предприятии приводит к большим экономическим затратам:

- 1) Не поднимая значение коэффициента мощности, появляется необходимость повышать мощности цеховых трансформаторов, а это большие капитальные вложения.
- 2) Большие потери активной и реактивной мощности в ЛЭП и трансформаторах
- 3) Повышенные затраты на электричество приводит к увеличенной себестоимости продукции выпускаемых предприятиями на рынок, что ведет к снижению конкурентоспособности продукта.
- 4) Происходит дополнительный нагрев проводов, что является следствием падения напряжения в сети.
- 5) Снижается пропускная способность линий.

Установка батарей статических конденсаторов для повышения коэффициента мощности позволит предприятию снизить затраты на использование электроэнергии, за счет уменьшения перетока реактивной мощности по элементам сети, а также в рамках тарифной структуры будут ниже счета за потребление реактивной энергии.

3.2 Календарный план работ проекта модернизации схемы электроснабжения

Для определения трудовых затрат необходимо рассчитать трудоемкость работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях. Для расчёта ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из расчётов трудоемкости работ, определяется время выполнения каждой i -ой работы (T_{pi}) по формуле

$$T_{pi} = t_{ожі} / Ч_i,$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для примера расчета, рассчитаем ожидаемую трудоемкость и продолжительность работы №1:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 10}{5} = 7;$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{7}{1} = 7.$$

В таблице 3.1 представлен календарный график работ.

Таблица 3.1 – календарный график работ

Название работы	Трудоёмкость работ			Численность исполнителей $Ч_i$	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож\bar{c}i}$, чел-дни		
Анализ режима работы предприятия и выбор мощности БСК	5	10	7	1	7
Согласование документов с РЭС	10	20	14	1	14
Анализ вариантов покупки БСК на рынке	3	7	4,6	2	2,3
Выбор подрядчика	7	14	9,8	1	9,8
Строительство площадки под БСК	3	7	4,6	1	4,6
Установка БСК	3	7	4,6	1	4,6
Тестирование работоспособности БСК	7	14	9,8	1	9,8
Ввод в эксплуатацию	1	2	1,4	1	1,4

3.3 Расчет кап затрат на модернизацию

Капиталовложения К состоят из основных фондов и оборотных средств. Оборотные средства в электроснабжении очень малы и ими можно пренебречь. К основным фондам относят основную стоимость устанавливаемого оборудования, траты на установку оборудования, его монтаж, пуск и регулировку, а также на транспортировку. Для расчетов принимаем усреднённые значения в % от стоимости основного оборудования:

- 1) Пуск и регулировка – 2,5%;
- 2) Установка и монтаж – 10%;
- 3) Заготовительно-складские – 1,5%;
- 4) Транспортировка – 5%.

В итоге имеем 19% добавочной стоимости основного оборудования.

В таблицу 3.2 сведем результаты расчета стоимости проекта.

Таблица 3.2 – расчет стоимости проекта

Место установки	Количество	Цена 1 ед. тыс. руб.	Доп. Затраты тыс. руб	Итого, тыс.руб
ГПП 30	2	90000	34,2	214,2
ГПП 31	2	90000	34,2	214,2
ГПП 32	1	90000	17,1	107,1
ГПП 35	1	90000	17,1	107,1
Стоимость проекта				642,6

3.4 Расчет экономического эффекта

Эффективность модернизации предприятия можно определить по эксплуатационным издержкам.

Эксплуатационные затраты определяются как:

$$C = C_a + C_{po} + C_э$$

C_a – амортизационные отчисления, руб;

C_{po} – расходы на ремонт и обслуживание электрооборудования, руб;

$C_э$ – стоимость потребления электроэнергии, руб

Ежегодные амортизационные отчисления:

$$C_a = A \cdot K$$

Где A – норма амортизации, %, (для БСК 6%)

Вариант с установкой БСК:

$$C_a = A \cdot K = 0,06 \cdot 642,6 = 38,55 \text{ тыс. руб}$$

расходы на ремонт и обслуживание электрооборудования:

$$C_{po} = I_p \cdot K = 0,059 \cdot 642,6 = 37,9 \text{ тыс. руб}$$

I_p – Ежегодные издержки на ремонт и обслуживание, %, (для электрооборудования 10 кВ 5,9%)

Для упрощения расчетов стоимость электроэнергии находим по одноставочному тарифу. Величину тарифа на реактивную мощность примем 10% от основного тарифа:

$$C_p = 2.17 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}; C_Q = 0.1 \cdot 2.17 = 0.217 \text{ руб/кВар}\cdot\text{ч};$$

Определим время максимальных потерь, если $T_{\max} = 5000 \text{ ч}$:

$$\tau_{\max} = 2 \cdot T_{\max} - 8760 + \frac{8760 - T_{\max}}{1 + \left(\frac{T_{\max}}{8760}\right) - 2 \cdot \left(\frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right)} \cdot \left(1 - \frac{P_{\min}}{P_{\max}}\right)^2, \text{ ч.}$$

$$\tau_{\max} = 2 \cdot 5000 - 8760 + \frac{8760 - 5000}{1 + \left(\frac{5000}{8760}\right) - 2 \cdot \left(\frac{28,7}{57,4}\right)} \cdot \left(1 - \frac{28,7}{57,4}\right)^2 = 2886, \text{ ч.}$$

В таблицу 3.3 сведем затраты на приобретение электрической энергии

Таблица 3.3– Затраты на приобретение электрической энергии

	Потери активной мощности dP, МВт	Потери реактивной мощности dQ, МВар	Затраты на потери активной мощности C _p , тыс. руб	Затраты на потери реактивной мощности C _q , тыс. руб	Полные затраты C _э , тыс. руб
С установкой БСК	0.82	4.36	5064,35	2730.5	7794,85
Без БСК	1.9	10.24	11898.9	6412.9	18311,8

Сведем в таблицу 3.4 эксплуатационные затраты.

Таблица 3.4 – эксплуатационные затраты

	Амортизационные отчисления, C _a , тыс.руб	Расходы на ремонт C _{ро} , тыс.руб	Стоимость потребления электроэнергии C _э , тыс.руб	Полные затраты C _э , тыс. руб
С установкой БСК	38,55	37,9	7794,85	7871,3
Без БСК	0	0	18311,8	18311,8

Экономический эффект установки БСК:

$$\mathcal{E} = 18311,8 - 7871,3 = 10440,5 \text{ тыс. руб/год}$$

Для оценки эффективности капиталовложений используются следующие основные показатели:

- 1) Чистый дисконтированный доход;
- 2) Индекс доходности;
- 3) Срок окупаемости проекта;
- 4) Внутренняя норма доходности.

Рассчитаем чистый дисконтированный доход (NPV) – сумма потока платежа, которая планируется в будущем и приводится к стоимости на начальный момент времени.

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+D)^1} + \frac{CF_2}{(1+D)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+D)^n} =$$

$$= \frac{104405}{(1+0.1)^1} = 9491.364 \text{ тыс.руб}$$

Где D – ставка дисконтирования, равная 0,1.

В таблицу 3.5 сведем результаты расчета денежного и дисконтированного потока

Таблица 3.5 – Изменение денежного и дисконтированного потока

го д	Денежный поток			Дисконтированный поток	
	доход тыс.руб	расход тыс.руб	Итог, тыс.руб	NPV тыс.руб	Итог тыс.руб
0	0	64260	-64260	-642600	-64260
1	10440,5	0	-53819,5	9491,364	-54768,6
2	10440,5	0	-43379	8628,512	-46140,1
3	10440,5	0	-32938,5	7844,102	-38296
4	10440,5	0	-22498	7131,002	-31165
5	10440,5	0	-12057,5	6482,729	-24682,3
6	10440,5	0	-1617	5893,39	-18788,9
7	10440,5	0	8823,5	5357,627	-13431,3
8	10440,5	0	19264	4870,57	-8560,7
9	10440,5	0	29704,5	4427,791	-4132,91
10	10440,5	0	40145	4025,265	-107,647
11	10440,5	0	50585,5	3659,332	3551,684

Далее определим индекс доходности (PI) – данный показатель эффективности инвестиций, находится отношением дисконтированных доходов к объему инвестиционного капитала.

$$PI = \frac{\sum NPV}{K} = \frac{9491.364 + 8628.5 + \dots + 3659.332}{64260} = \frac{67811.68}{64260} = 1.05$$

Следовательно, проект принесет прибыль предприятию.

Рассчитаем срок окупаемости проекта (PP):

Как видно из таблицы, срок окупаемости лежит в пределах 6 и 7 лет.

Произведем расчет для уточнения срока окупаемости:

$$PP = 6 + \frac{K - \sum CF_6}{CF_7} = 6 + \frac{64260 - 62643}{10440.5} = 6.15 \text{ лет}$$

Произведем расчет внутренней нормы доходности (IRR) – Это такая процентная ставка, при которой чистый дисконтированный доход равен нулю.

$$0 = \sum_0^n \frac{CF_t}{1 + IRR}$$

Используя встроенную функцию ВСД программного комплекса Excel. Находим величину ВСД=11%.

Получаем $ВСД > D$, то есть $11\% > 10\%$, следовательно проект является экономически эффективным.

3.5 Заключение по разделу

Результаты расчетов эксплуатационных затрат показали, что модернизация предприятия методом установки батарей статических конденсаторов экономически целесообразна. В связи с большим уменьшением потерь, затраты на покупку электроэнергии сильно сократились. Это позволило предприятию сэкономить 10440,5 тыс. руб. в год, не смотря на то, что появляется новое оборудование на предприятие которое необходимо обслуживать. Срок окупаемости составил 6,15 лет.