

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) программы Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

«_____» _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие электрических сетей Соваванского района в следствии
вывода Майской ГРЭС

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

Т. Ю. Гончарова

Руководитель
преподаватель

подпись, дата

Ю. В. Мясоедов

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

« _____ » _____ 2016 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: _____

1. выпускной квалификационной работы (проекта): _____
(утверждена приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

Задание принял к исполнению (дата): _____

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ОТЗЫВ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление
подготовки _____

Направленность (профиль) программы

Тема _____ выпускной _____ квалификационной
работы _____

1. Объем работы:
количество листов выпускной квалификационной
работы _____
количество рисунков и
таблиц _____
число
приложений _____

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не нашедшие отражения в
работе _____

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с
темой _____ и _____ направленностью

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

РЕЦЕНЗИЯ

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия _____

Имя _____

Отчество _____

Направление
подготовки _____

Направленность (профиль) программы

Тема _____ выпускной _____ квалификационной
работы _____

1. Соответствие содержанию работы (проекта) заданию (полное или неполное)

Вопросы задания, не подлежащие отражению в работе (проекте)

Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью _____

2. Достоинства работы (проекта)

3. Недостатки работы (проекта)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Общая характеристика Совгаванского района и перспективы его развития	6
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Совгаванского района Хабаровского края	6
1.2 Анализ источников питания	8
1.3 Характеристика существующей электрической сети	9
1.4 Характеристика потребителей	14
1.5 Анализ режима работы существующей электрической сети	14
1.6 Краткая характеристика развития электрических сетей Совгаванского района в связи с выводом Майской ГРЭС	19
1.7 Разработка вариантов подключения ПС «Майская», ПС «Эгге (новая)», ПС «Окоча» в электрическую сеть Совгаванского района	22
1.8 Анализ принятых вариантов сети	27
1.9 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	30

1.10 Выбор класса номинального напряжения	33
1.11 Выбор компенсирующих устройств	34
1.12 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях «Майская», «Окоча», «новая Эгге»	36
1.13 Выбор сечения ВЛ	40
1.14 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети при выводе Майской ГРЭС	44
2 Расчет токов короткого замыкания	50
3 Проектирование ПС Майская	58
3.1 Выбор оборудования ПС «Майская» 35/10 кВ	58
3.2 Выбор комплектных распределительных устройств	63
3.3 Выбор разъединителей	65
3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	66
3.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	70
3.6 Выбор ограничителей перенапряжения	72
3.7 Выбор и проверка сборных шин	74
3.8 Выбор и проверка изоляторов	78
3.9 Выбор трансформатора собственных нужд (ТСН)	80
4 Расчет режима работы сети	82
5 Разработка заземления и молниезащиты ПС Майская	91
5.1 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	91
5.2 Конструктивное исполнение заземления и определение его стационарного и импульсного сопротивления	94
6 Релейная защита и автоматика	98
6.1 Релейная защита ВЛ «Майская»-«Кислородная»	98
6.2 Защита трансформатора на ПС 35/10 кВ «Майская»	102
6.3 Расстановка комплексов защиты и автоматики	111
7 Инвестиционная привлекательность проекта	115

7.1 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции	115
7.2 Расчет себестоимости передачи электроэнергии	117
7.3 Методы определения экономической эффективности инвестиций	118
Заключение	122
Библиографический список	124

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ИПР – инновационная программа развития;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительной устройство;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
ПБВ – переключение без возбуждения;
ПК – программный комплекс;
ПС – подстанция;
ПУЭ - правила устройства электроустановок;
РЗ – релейная защита;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ХХ – холостой ход.

ВВЕДЕНИЕ

Большая энергетика Дальнего Востока, серьезно не обновлявшаяся с советских времен, вступила в долго ожидавший этап перемен, predetermined новой идеологией развития региона, тесно увязанной с созданием территории опережающего развития (ТОР) и реализацией уникальных инвестиционных проектов, одним из которых является строительство ТЭЦ в г. Советская Гавань Хабаровского края [1].

Основными факторами электроэнергетики Дальнего Востока, влияющие на политику в области инновационного развития являются:

высокий физический и моральный износ объектов генерирующего и сетевого хозяйства (уровень износа основных энергетических активов - 60–70%);

высокие потери электрической и тепловой энергии в сетях;

низкая технологическая и финансово-экономическая эффективность работы предприятий электроэнергетики;

сложные природно-климатические условия;

большое количество районов децентрализованного энергоснабжения, высокая доля низкоэффективной локальной дизельной генерации [10].

Проблемы, накопившиеся в электроэнергетической инфраструктуре, рано или поздно стали бы сдерживающим фактором социального и экономического развития региона.

Необходимым условием обеспечения высоких темпов социально-экономического развития региона является реализация проектов, связанных с развитием инженерной инфраструктуры, транспортного, топливно-энергетического комплексов и модернизацией региональных энергосистем.

В данном дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей напряжением 35 кВ, осуществляемых АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (далее – АО «ДРСК»), в связи со строительством Совгаванской ТЭЦ и выводом из эксплуатации, устаревшей Майской ГРЭС.

Развитие сетей данного района должно решить ряд проблем, а именно: обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей, существенно повысить надежность электроснабжения, сократить потери активной мощности.

Актуальность данного дипломного проекта заключается в том, что надежность электроснабжения потребителей в связи с ростом нагрузок не удовлетворяет требуемым значениям, а основное оборудование Майской ГРЭС полностью отработало ресурсы и имеет критически низкую эффективность.

Мы видим решение данной проблемы в строительстве новой станции и модернизации электрических сетей данного района.

Целью данной дипломной работы является определение наиболее экономически целесообразного варианта развития электрических сетей при выводе из эксплуатации Майской ГРЭС и строительстве на ее месте новой трансформаторной подстанции.

Достижение поставленной цели осуществлялось путем рассмотрения ряда логически взаимосвязанных задач:

1) рассчитать класс номинального напряжения на участках цепи, подключаемых от ТЭЦ к новым подстанциям;

2) выбрать номинальную мощность силовых трансформаторов для данных ПС в связи со строительством (реконструкцией) и компенсирующих устройств;

3) определить сечения ВЛ, подходящих к ПС «Майская», и от новой ТЭЦ к ПС «Эгге(новая)», ПС «Окоча», ПС «Ванино»;

4) выбрать схемы распределительного устройства высокого напряжения на ПС «Майская»;

5) рассчитать оптимальный вариант конфигурации электрических сетей;

6) выбрать основное электротехническое оборудование на ПС «Майская», рассчитать молниезащиту и релейную защиту;

7) определить экономическую эффективность инвестиций в развитие данной сети.

Информационной базой дипломной работы послужили законодательные и нормативно-правовые акты РФ и Холдинга АО «РАО Энергетические системы Востока» (далее – Холдинг РАО ЭС Востока), публикации в периодических и специализированных изданиях, научных изданиях, справочниках, учебниках, а также информация, размещенная в сети Интернет.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОВГАВАНСКОГО РАЙОНА И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО РАЗВИТИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Совгаванского района Хабаровского края

Советско-Гаванский район входит в состав Хабаровского края как административно-территориальная единица. Расположен в восточной части края, на побережье Татарского пролива, на южном берегу глубоководного залива Советская Гавань, удобного для захода судов с любой осадкой.

На севере район граничит с Ванинским районом, на западе – с Нанайским, на юге – с Приморским краем.

Численность постоянного населения района составляет 40,05 тыс. чел.

Советско-Гаванский район относится к территориям, приравненным к районам Крайнего Севера. Климат умеренный, муссонный. Зима холодная и снежная, в то же время лето прохладное, дождливое. На побережье Татарского пролива и залива Советской Гавани наблюдаются частые туманы.

Наиболее теплый месяц – август со средней температурой +16,5°C, самый холодный – январь со средней температурой - 16,8°C, продолжительность безморозного периода – 105 дней. Территория района относится к зоне избыточного увлажнения. Устойчивый снежный покров образуется в начале ноября, сходит начале мая.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	6
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	100
Максимальная скорость ветра, (м/с)	6,7
Район по гололеду	3
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	20
Температура воздуха наивысшая, (град С)	34
Температура воздуха низшая, (град С)	- 33,3
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0

Продолжение таблицы 1

Число грозных часов	20
Сейсмичность района, (бал.)	7
Климатическая зона	3

Представленные в Таблице 1 данные, в дальнейшем, будут использованы для расчетов проектирования.

Электричество для г. Совгавань и прилегающих населённых пунктов вырабатывается Майской ГРЭС (до 1971 года - ГЭС ДЭСНА - Дальневосточная электростанция специального назначения), строительство

которой началось в 1935 году. Также в городе работают 27 котельных на мазутном топливе.

Современная мощность Майской ГРЭС — 90,2 МВт. Агрегаты станции давно выработали свои ресурсы. Подача горячей воды завязана с подачей отопления, в связи с чем с мая по ноябрь в городе отсутствует горячая вода.

Принято решение о строительстве в Советской Гавани современной ТЭЦ энергетической мощностью в 120 МВт, тепловой мощностью 200 Гкал/ч. Ввод её в эксплуатацию должен был завершиться в 2016 году, но перенесен на 2017 год в связи со сменой генподрядчика. Параллельно от Комсомольска-на-Амуре протянется вторая линия ЛЭП-220, а Майская ГРЭС будет остановлена.

Строительство ТЭЦ обусловлено необходимостью покрытия перспективного роста потребления электроэнергии формируемого Ванино-Советско-Гаванского транспортно-промышленного узла, связанного со строительством новых и расширением существующих портовых терминалов, а также физическим износом и неэкономичностью оборудования Майской ГРЭС.

Строительство ТЭЦ в городе Советская Гавань – это один из четырех приоритетных инвестиционных проектов РусГидро, осуществляемых совместно с Холдингом РАО ЭС Востока. Работы по созданию новых энергопомощностей ведутся в рамках Указа Президента РФ о развитии энергетики на Дальнем Востоке [21].

1.2 Анализ источников питания

В Советско-Гаванском районе преобладает один источник питания. Им является Майская ГРЭС. Установленная электрическая мощность станции – 90,2 МВт, тепловая мощность – 14 Гкал/час.

Анализ оборудования 35 кВ, 10 кВ, строительных конструкций зданий Майской ГРЭС:

1) В соответствии с техническим паспортом оборудование ЗРУ-10 и ЗРУ-35 кВ расположено в одном здании совместно с оборудованием ЗРУ-3 кВ и главным щитом управления. Состояние строительной части

неудовлетворительное: имеются трещины в стенах, подземные сооружения подвержены затоплению, кровля не выдерживает воздействия ветровых нагрузок. Здание нуждается в проведении капитального ремонта.

2) Оборудование ЗРУ-35 кВ: схема РУ 35 кВ представляет собой «две рабочие системы шин» с шестнадцатью выключателями 35 кВ марки МКП-35 1979-1985 годов выпуска. Состояние выключателей и оборудования вторичной коммутации неудовлетворительное или близкое к нем. Требуется модернизация оборудования.

3) Оборудование ЗРУ-10 кВ: схема РУ представляет собой «две рабочие системы шин» с четырнадцатью выключателями 10 кВ марки ВМГ-10, 1952-1973 годов выпуска. Состояние выключателей и оборудования вторичной коммутации неудовлетворительное или близкое к нему. Требуется модернизация оборудования.

4) Силовые трансформаторы 35/10 кВ: ТД-1500/35/10-1 шт., ТД-16000/35/10-6 шт., 1983-1988 годов выпуска. По визуальной оценке, состояние трансформаторов близкое к неудовлетворительному. Все трансформаторы не имеют устройств регулирования напряжения под нагрузкой, оснащены ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$.

В связи с чем, в соответствии с решением Комитета по инвестициям и развитию Холдинг РАО ЭС Востока, АО «ДРСК» к 2018 году надлежит обеспечить выполнение в составе ИПР мероприятий по строительству новой трансформаторной подстанции или реконструкции в трансформаторную подстанцию существующего ЗРУ-35 кВ Майской ГРЭС, для электроснабжения существующих потребителей и новой котельной пос. Майский.

1.3 Характеристика существующей электрической сети

На территории Хабаровского края получили развитие электрические сети напряжением 35 кВ.

Низким напряжением ПС 35 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение 6 - 10 кВ.

В 1992 году была введена в эксплуатацию ЛЭП 220 кВ Комсомольск на Амуре – Селихино - Ванино. Высоковольтная линия включила Совгаванский и Ванинский районы в единую энергосистему Хабаровского края, что позволило значительно снизить нагрузку на Майской ГРЭС.

Электроснабжение Советско-Гаванского района осуществляется через Ванино-Советско-Гаванский энергоузел. Основной объем электроэнергии и электрической мощности поставляется из Хабаровской энергосистемы через данную линию электропередач. Майская ГРЭС, расположенная вблизи г. Советская Гавань, является объектом АО «Дальневосточная генерирующая компания» (далее – АО «ДГК»), и, соответственно, частью Ванино-Советско-Гаванского энергоузла.

Распределительные электрические сети напряжением 35 – 110 кВ, расположенные на территории Хабаровского края, являются объектами АО «ДРСК» и обслуживаются его филиалом – АО «Хабаровские электрические сети».

В составе филиала также входят 10 электростанций: ПС «Городская», ПС «Кислородная», ПС «РП-1», ПС «РП-4», ПС «Центральная», ПС «Эгге», ПС «Южная», ПС «Лесозаводская», ПС «Монгахто», ПС «Тишкино», с суммарной установленной мощностью 106,7 МВА.

Нагрузки трансформаторов ПС рассматриваемого района сети, представлены в таблице 2, а карта-схема электрических сетей 35 кВ Ванино-Советско-Гаванского энергоузла – на рисунке 1.

Таблица 2 – Нагрузки трансформаторов ПС рассматриваемого района сети

Наименование подстанции	№ тр.	Установленная мощность трансформатора, МВА	Нагрузка, МВА	Загрузка, %
ПС Тишкино	1Т	6,3	5,08	80,6
	2Т	6,3	5,18	82,2
ПС Южная	1Т	4	2,33	58,3
	2Т	4	0,4	10

ПС Лесозаводская	1Т	2,5	XX	-
	2Т	6,3	0,54	8,57
ПС Монгохто	1Т	4	2,14	53,5
	2Т	4	1,85	46,3
ПС Токи	1Т	6,3	1,34	20,63
	2Т	6,3	XX	-
ПС Терминал	1Т	10	2,12	21,2
	2Т	10	1,12	11,2
ПС РП-1	1Т	3,2	0,62	19,4
	2Т	4	XX	-
ПС РП-4	1Т	6,3	4,24	67,3
	2Т	10	5,41	54,1
ПС Кислородная	1Т	10	XX	-
	2Т	16	5,3	32,7
ПС Городская	1Т	6,3	4,2	66,7
ПС Центральная	1Т	16	11,84	74
	2Т	10	XX	-
ПС Эгге	1Т	10	XX	-
	2Т	10	1,69	16,9
ПС Восток	1Т	1	0,22	22

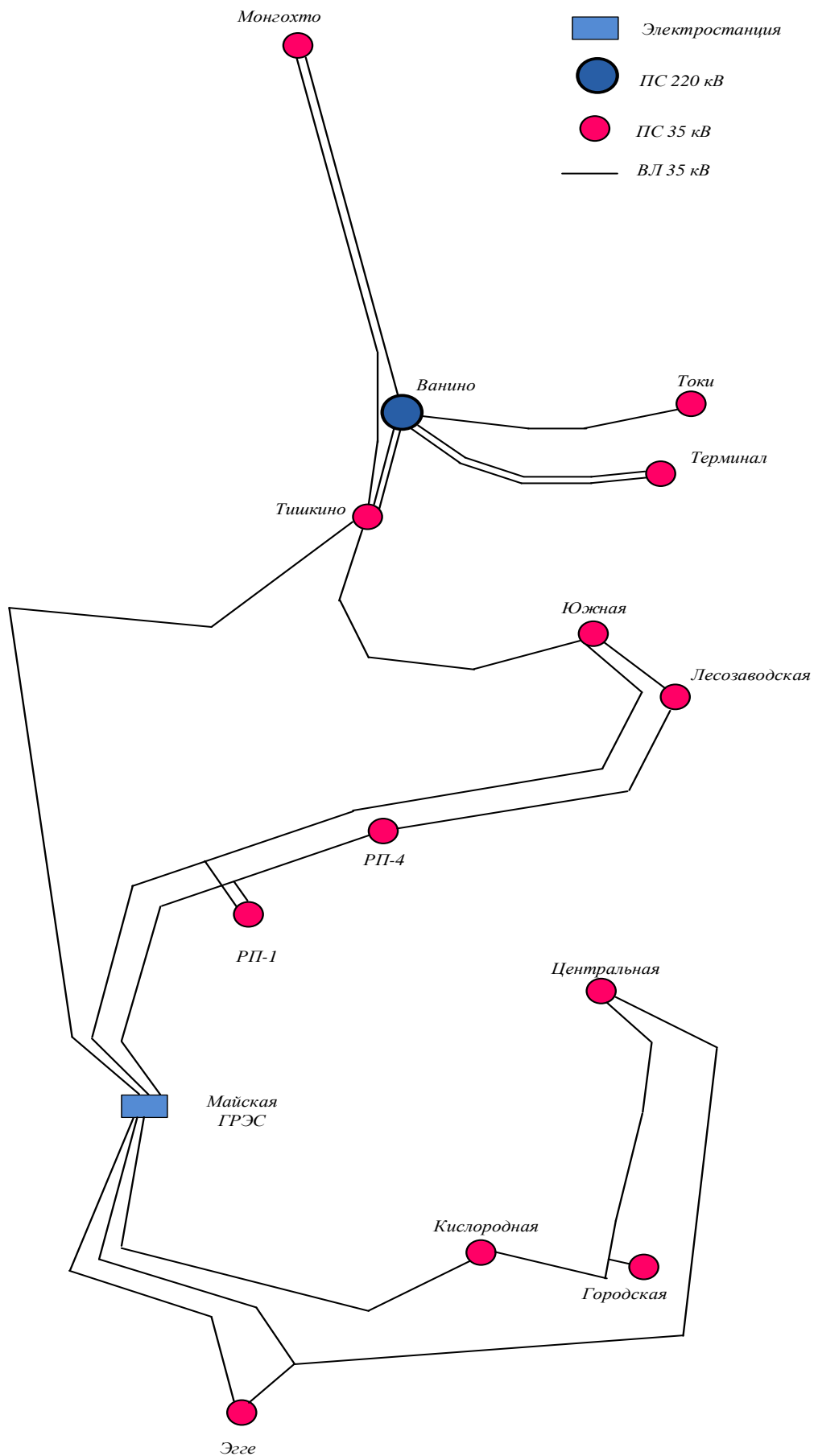


Рисунок 1 – Карта-схема электрических сетей 35 кВ Ванино-Советско-Гаванского энергоузла

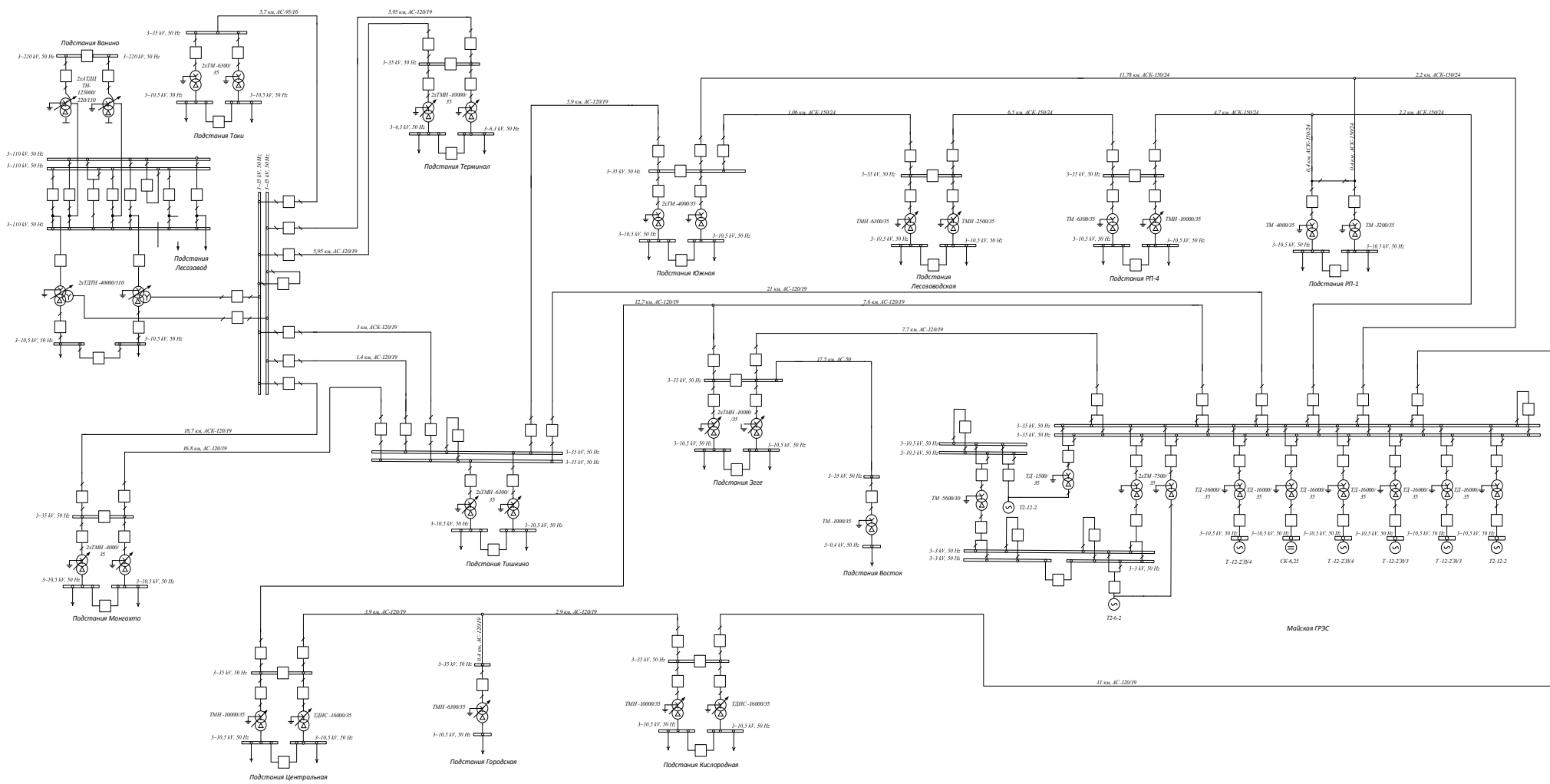


Рисунок 2 - Однолинейная схема Совгаванского район

Таблица 3 – Характеристика линий электропередачи

Наименование линии	Класс номинального напряжения	Марка и сечение провода	Протяженность линии	Число цепей	Тип схемы соединения
ПС Ванино-ПС Токи	35	АС-95/19	5,7	одноцепная	радиальная
ПС Ванино-ПС Терминал	35	АС-120/19	5,95	одноцепная (2 шт.)	радиальная
ПС Ванино-ПС Монгахто	35	АС-120/19	18,7	одноцепная	радиальная
ПС Тишкино-ПС Монгахто	35	АС-120/19	16,6	одноцепная	радиальная
ПС Эгге-ПС Восток	35	АС-50/8	17,5	одноцепная	радиальная
ПС Ванино-ПС Тишкино	35	АС-120/19	1,4	одноцепная	магистральная
ПС Ванино-ПС Тишкино	35	АСК-120/19	3	одноцепная	магистральная
ПС Тишкино-ПС Южная	35	АС-120/19	5,9	одноцепная	магистральная
ПС Южная-ПС Лесозаводская	35	АСК-150/24	1,06	одноцепная	магистральная
ПС Лесозаводская ПС РП-4	35	АСК-150/24	6,5	одноцепная	магистральная
ПС РП-4-Майская ГРЭС, с отпайкой на ПС РП-1	35	АСК-150/24	6,9	одноцепная	магистральная
ПС Южная - Майская ГРЭС, с отпайкой на ПС РП-1	35	АСК-150/24	13,98	одноцепная	магистральная
ПС Тишкино-Майская ГРЭС	35	АС-120/19	21	одноцепная	магистральная
Майская ГРЭС-ПС Эгге	35	АСК-120/19	7,7	одноцепная	магистральная
Майская ГРЭС-ПС Центральная, с отпайкой на ПС Эгге	35	АС-120/19	20,3	одноцепная	магистральная
Майская ГРЭС-ПС Кислородная	35	АС-120/19	11	одноцепная	магистральная
ПС Кислородная-ПС Центральная, с отпайкой на ПС Городская	35	АС-120/19	6,8	одноцепная	магистральная

Таким образом, в данной электрической сети источником питания является Майская ГРЭС (ЗРУ-35 кВ, схема «две рабочие системы шин», ЗРУ-10 кВ, схема «две рабочие системы шин». ЗРУ-3 кВ «одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин»); уровни напряжений в сети: 35, 10, 6 кВ. Общее количество подстанций – 13.

1.4 Характеристика потребителей

Надежность любой энергетической системы – это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды.

К основным типам потребителей данного района относятся: городская и сельская нагрузка, промышленность, а также социально значимые объекты.

К наиболее крупным промышленным потребителям относятся: лесная (заготовка древесины и выпуск пиломатериалов) и рыбная промышленности (вылов, переработка рыбы), производство строительных материалов, судоремонт, а также строительство и транспорт.

В данном проекте преобладающее число потребителей рассматриваемого района электрических сетей относятся ко второй категории по надежности согласно приведенной классификации [21].

1.5 Анализ режима работы существующей электрической сети

Целью расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети.

В расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в максимальном (зимнем), минимальном (летнем) и послеаварийном режимах работы.

Для расчетов параметров режимов мы использовали программный комплекс RasrWin, который предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

Данный программный комплекс позволяет решать широкий спектр задач: расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ); полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети); расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла); контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость; эквивалентирование (упрощение) электрических сетей; оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности; структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения и т.д.

С помощью RasrWin возможно представление электрической сети в виде однолинейной графической схемы, которая обеспечивает наиболее удобное восприятие информации о расчетах режима (графическая часть дипломного проекта).

Таблица 4 – Данные по узлам в максимальном режиме работы новой сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
1	ПС Ванино 220 кВ	220	-	-	220,00	-
2	ПС Ванино НН-1 АТ-125	10	3,7	1,5	10,29	-0,53
3	ПС Ванино СН-1 АТ 110 кВ	110	-	-	115,69	0,06
4	ПС Ванино НН-1 Т-40	10	4,4	1,5	9,83	0,70
5	ПС Ванино НН-2 Т-40	10	-	-	9,94	0,78
6	ПС Ванино СН-2 Т-40 35 кВ	35	-	-	36,57	0,86
7	ПС Ванино СН-1 Т-40 35 кВ	35	-	-	36,29	1,26
8	ПС Токи ВН 35 кВ	35	-	-	36,48	0,77
9	ПС Токи НН-1 10 кВ	10	1,2	0,4	10,85	0,04
10	ПС Токи НН-2 10 кВ	10	-	-	10,92	0,77
11	ПС Терминал ВН-1	35	-	-	36,47	0,75
12	ПС Терминал ВН-2	35	-	-	36,47	0,75
13	ПС Терминал НН-1	6	1,9	0,8	6,29	-0,06
14	ПС Терминал НН-2	6	1,0	0,4	6,30	0,32
15	ПС Тишкино ВН-1 35 кВ	35	-	-	36,12	1,89
16	ПС Тишкино ВН-2 35 кВ	35	-	-	36,12	1,89

17	ПС Тишкино НН-1 10 кВ	10	5,1	2,0	10,34	-1,34
18	ПС Тишкино НН-2 10 кВ	10	5,2	2,1	10,34	-1,41
Продолжение таблицы 4						
19	ПС Южная ВН-1 35 кВ	35	-	-	35,80	5,47
20	ПС Южная ВН-2 35 кВ	35	-	-	35,80	5,48
21	ПС Лесозаводская ВН-1	35	-	-	35,75	5,75
22	ПС Лесозаводская ВН-2	35	-	-	35,75	5,75
23	ПС Лесозаводская НН-2	10	0,5	0,2	10,28	5,43
24	ПС Лесозаводская НН-1	10	-	-	10,31	5,75
25	ПС РП-4 ВН-1	35	-	-	35,48	7,49
26	ПС РП-4 ВН-2	35	-	-	35,48	7,49
27	ПС РП-4 НН-1	10	4,2	1,7	10,34	4,71
28	ПС РП-4 НН-2	10	5,4	2,2	10,41	5,03
29	ПС РП-1 ВН-1	35	-	-	35,81	9,39
30	ПС РП-1 НН-1	10	0,6	0,2	10,17	8,78
31	ПС РП-1 ВН-2	35	-	-	35,95	9,54
32	ПС РП-1 НН-2	10	-	-	10,73	9,54
33	Майская ГРЭС	35	78(Pr)	31,2(Qr)	36,00	10,29
34	ПС Монгахто ВН-1	35	-	-	35,40	0,77
35	ПС Монгахто ВН-2	35	-	-	35,40	0,77
36	ПС Эгге ВН-1	35	-	-	35,48	9,70
37	ПС Эгге ВН-2	35	-	-	35,48	9,70
38	ПС Эгге НН-1	10	-	-	10,39	9,70
39	ПС Эгге НН-2	10	1,7	0,7	10,33	9,70
40	ПС Кислородная ВН-1	35	5,2	2,1	34,37	8,37
41	ПС Кислородная ВН-2	35	-	-	34,37	8,37
42	ПС Центральная ВН-1	35	11,8	4,7	34,01	7,91
43	ПС Центральная ВН-2	35	-	-	34,01	7,91
44	ПС Восток	35	0,2	0,1	35,40	9,67
45	ПС Городская	35	4,2	1,7	34,11	8,03
46	ПС Южная НН-2	10	2,2	0,9	10,46	3,24
47	ПС Южная НН-1	10	0,4	0,2	10,65	5,08
48	ПС Монгахто НН-1	10	5,1	2,0	10,35	-4,70
49	ПС Монгахто НН-2	10	1,8	0,7	10,31	-1,12

Расчет нормального режима показал, что выбор оборудования, произведенный ранее, оказался верен, о чем свидетельствует сходимость режима.

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливее свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют

безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4 - 5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям[9].

Проанализируем потери и отклонение напряжения в эквиваленте сети.

Таблица 5 – Потери активной мощности электрической сети

Р _г , МВт	Р _н , МВт	ΔР, МВт	Р _{лэп} , МВт	Р _{нагр} , МВт	Р _{тр} , МВт	Р _{пост} , МВт
71	66	5,39	4,98	5,38	0,4	0,01

Таблица 6 – Потери реактивной мощности электрической сети

Q _г , МВар	Q _н , МВар	ΔQ, МВар	Q _{лэп} , МВар	Q _{нагр} , МВар	Q _{тр} , МВар	Q _{пост} , МВар
41	26	15,07	8,78	13,93	5,15	1,13

Таблица 7 – Отклонение напряжения в узлах

Название ПС	U _{ном}	U, кВ	ΔU, %
1	2	3	4
ПС Ванино СН АТ-125	110	115,69	5,17
ПС Токи НН-1	10	10,85	8,52
ПС Токи НН-2	10	10,92	9,19
ПС Терминал НН-2	6	6,3	5,01
ПС РП-1 НН-2	10	10,73	7,34

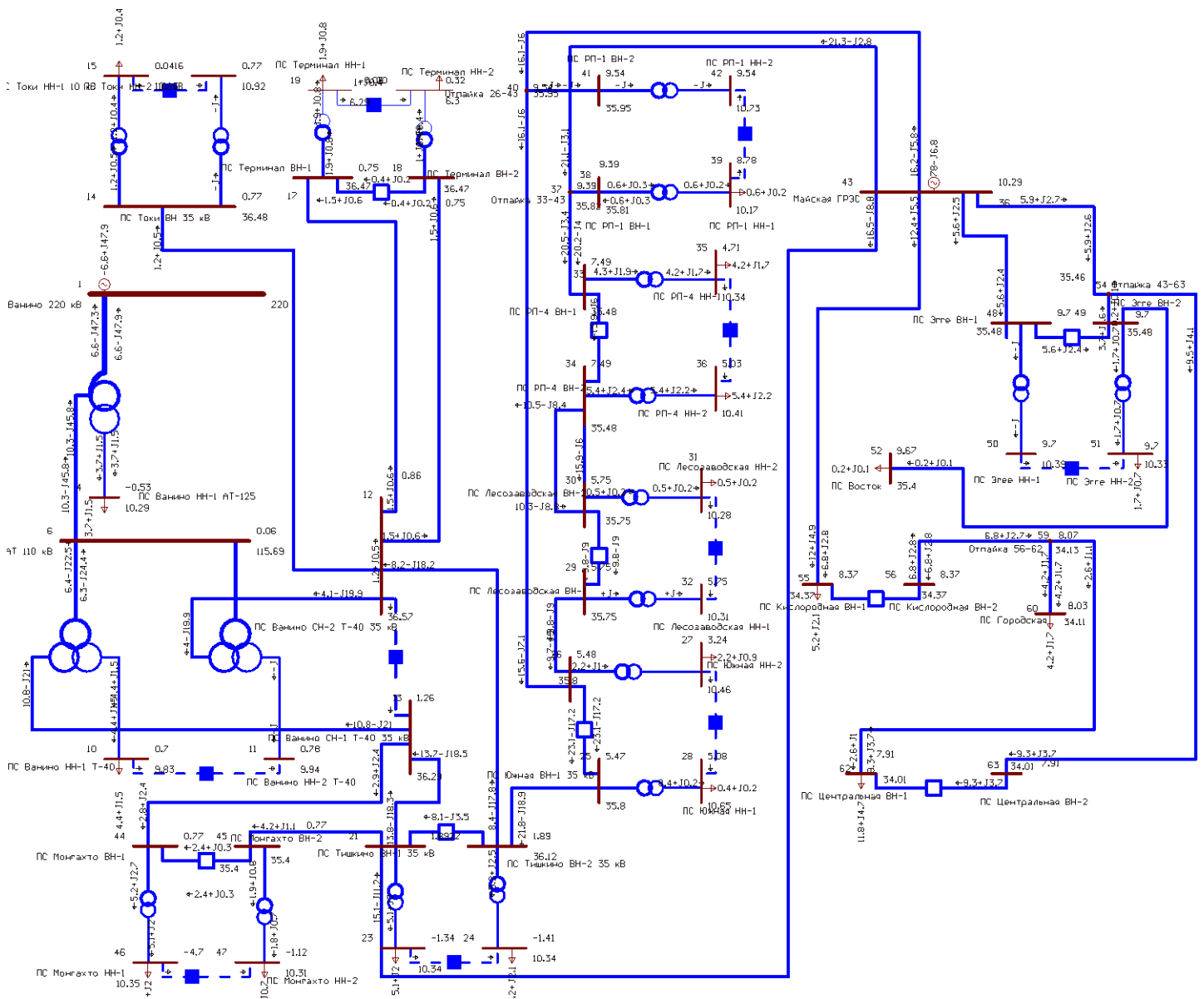
Расчет показал, что потери в электрической сети активной мощности равны 7,59%. Потери активной мощности находятся в допустимом пределе, самые большие потери нагрузочные. Потери реактивной мощности равны

36,75%, что значительно превышает допустимый предел. Это свидетельствует о том, что данная сеть 35 кВ нуждается в оптимизации.

Выполнив анализ по токовой нагрузке ЛЭП, мы пришли к выводу, что самая загруженная линия в сети от ПС Тишкино до ПС Южная. Ее коэффициент загрузки линии равен 94,8%. Соответственно, необходимо увеличение сечения линии для увеличения надежности и устойчивости электроснабжения. Посчитав новый режим, можно будет сделать окончательный вывод о смене сечения данной линии.

Для всех узлов отклонение напряжения в системе не превышает допустимого предела 10%. Регулировочного диапазона РПН и ПБВ хватило, чтобы отрегулировать напряжение в данной сети.

На рисунке 3 графически изображен нормальный режим существующей электрической сети.



1.6 Краткая характеристика развития электрических сетей Совгаванского района в связи с выводом Майской ГРЭС

Персоналом филиала АО «ДРСК» «Хабаровские ЭС» выполнено инженерное обследование оборудования 35,10 кВ, строительных конструкций зданий Майской ГРЭС в ходе чего было выявлено, что оборудование и строительные конструкции в неудовлетворительном состоянии.

В связи с чем, было принято решение о строительстве новой трансформаторной подстанции или реконструкции в трансформаторную подстанцию существующего ЗРУ-35 кВ Майской ГРЭС.

Реконструкция существующего ЗРУ-35 кВ Майской ГРЭС в трансформаторную подстанцию нецелесообразна, по следующим основаниям:

- ✓ требуется капитальный ремонт(реконструкция) всего здания;
- ✓ требуется замена всего основного и вспомогательного оборудования 10-35 кВ;
- ✓ для обеспечения новой котельной и существующих потребителей электроэнергией отсутствует необходимость в подстанции с таким количеством присоединений 35 кВ и таким зданием - это приведет к значительному увеличению затрат на эксплуатацию;
- ✓ возможны режимные ограничения: проведение реконструкции существующего объекта, с точки зрения режима работы электрической сети, перевода и резервирования существующих потребителей, более проблематично, чем строительство новой подстанции;
- ✓ по предварительной оценке, затраты на ремонт и реконструкцию существующего здания, и оборудования превысят затраты на строительство новой подстанции 35/10 кВ.

В связи с чем, были сделаны следующие выводы:

- 1) Использование существующего оборудования Майской ГРЭС для создания ПС 35/10 кВ нецелесообразно и неэффективно.
- 2) Проект строительства новой ПС 35/10 кВ «Майская» целесообразно выполнить на свободной территории Майской ГРЭС.
- 3) Необходимо осуществить проект и реконструкцию ЛЭП 35, 10 кВ, в части выведения линий из здания ЗРУ Майской ГРЭС с подключением на новую ПС 35/10 кВ Майская.

Сегодня Майская ГРЭС — это 90,2 МВт установленной электрической мощности по выработке электроэнергии. При этом агрегаты Майской ГРЭС выработали уже все мыслимые и немыслимые ресурсы. Кроме того, Майская

ГРЭС крайне неэкономична. В итоге — высокая себестоимость производства и низкая надежность. Мощностей Майской ГРЭС недостаточно для территории двух районов даже с учетом тех мощностей, которые перебрасываются по линии электропередачи из Комсомольска-на-Амуре.

Такое положение вещей не соответствует ближайшим перспективам развития Ванино-Советско-Гаванского транспортного узла: на него в нынешней и будущей экономике Хабаровского края сделана особая ставка. Поэтому принято решение о строительстве в Советской Гавани современной новой ТЭЦ мощностью в 120 МВт.

С ее вводом в эксплуатацию, резко повысится выдача тепловой мощности, надежность и масштаб теплоснабжения существенно возрастут. Новая ТЭЦ даст городу и близлежащим населенным пунктам централизованное теплоснабжение. Для потребителей это означает появление надежного и качественного отопления в осенне-зимний период, а горячей воды — в круглогодичном режиме. В настоящее время горячее водоснабжение горожан связано с подачей отопления и осуществляется лишь в зимний период. Также ТЭЦ заменит малоэффективные котельные.

В качестве топлива для производства электроэнергии и тепла предполагается использовать Ургальские каменные угли.

Особое стратегическое значение новый энергообъект имеет для развивающейся Портовой особой экономической зоны (ПОЭЗ) «Советская Гавань». После выполнения работ по развитию Ванино-Советско-Гаванского энергоузла, ближайшими источниками, от которых возможно электроснабжения ПОЭЗ «Советская Гавань», будет новая ПС «Эгге», расположенная на удалении около 3 км в южном направлении.

Для обеспечения возрастающего спроса на электрическую энергию предусмотрено следующее поэтапное развитие Ванино-Советско-Гаванского энергоузла (в частности, касающейся энергоснабжения ПОЭЗ):

1. Строительство Совгаванской ТЭЦ, проектной мощностью I очереди 120 МВт;

2. Установка второго АТ 125 МВА на ПС «Ванино»;
3. Строительство двухцепной ВЛ-110 кВ Совгаванская ТЭЦ – ПС «Ванино»;
4. Реконструкция ПС «Эгге» с переводом её на высшее напряжение 110 кВ;
5. Строительство одноцепной ВЛ-110 кВ Совгаванская ТЭЦ – ПС «Эгге»;
6. Ввод в эксплуатацию новой ПС «Окоча»;
7. Строительство двухцепной ВЛ-110 кВ Совгаванская ТЭЦ – ПС «Окоча».
8. Вывод из работы Майской ГРЭС и строительство новой трансформаторной ПС «Майская» на территории ЗРУ-35 кВ Майской ГРЭС.

1.7 Разработка вариантов подключения ПС «Майская», ПС «Эгге (новая)», ПС «Окоча» в электрическую сеть Совгаванского района

Рассмотрим несколько вариантов развития электрических сетей Совгаванского района.

Разработанные варианты схем электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

При составлении вариантов схем были учтены следующие правила:

- обязательный учёт категорийности потребителей по надёжности электроснабжения;
- исключение обратных перетоков мощности в разомкнутых сетях;
- передача мощности к пунктам потребления должна производиться по наиболее коротким трассам;
- применение простых электрических схем РУ с минимальным количеством трансформации;

- крайне нежелательно объединять маломощные подстанции с крупными, в замкнутых сетях, а также сложно–замкнутые схемы;
- вариант электрической сети должен быть технически осуществим.

При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

Строительство новой трансформаторной подстанции «Майская» предназначено для питания новой строящейся котельной.

Первоначально стоял выбор о строительстве угольной котельной (0,5-1 МВт) или электрокотельной (18 МВт). В Совгаванском районе отсутствует надежное и качественное отопление в осенне-зимний период, а также не реализуется подача горячего водоснабжения в круглогодичном режиме. В связи с чем, необходимость в строительстве эффективной котельной назрела давно. Выбор пал на строительство электрокотельной.

Строительство электрокотельной является более рациональным вариантом. Во-первых, доставка угля затруднительна и обходится недешево. В Совгаванском районе уголь не добывается. Во-вторых, остро встает вопрос об экологии, связанный с процессом сжигания угля.

Помимо этого, к минусам строительства угольной котельной относятся: требуются значительные площади для хранения угля, необходимость проведения очистки дымовых газов, необходимость ежедневной очистки топки, необходимость постоянного контроля над процессом горения.

Принято решение о строительстве электрокотельной, а, следовательно, назрел вопрос о строительстве новой подстанции.

Котельные по надежности отпуска тепловой энергии потребителям (согласно СП 74.13330) подразделяются на котельные первой и второй категории. К первой категории относятся котельные, являющиеся

единственным источником тепловой энергии системы теплоснабжения и котельные, обеспечивающие тепловой энергией потребителей первой и второй категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепловой энергии.

Ко второй категории - остальные котельные.

С учетом потребителей проектируемой ПС «Майская» и по надежности электроснабжения принимаем первую категорию.

При проектировании ПС необходимо выбрать РУ 35 кВ. При выборе схемы распределительного устройства подстанции следует учитывать число присоединений (линий и трансформаторов), требования по надежности электроснабжения потребителей, возможности перспективного развития.

Одновременно следует стремиться к максимальному упрощению схемы подстанции. Значительную долю в стоимости подстанции составляет стоимость выключателей. Поэтому, прежде всего надо рассмотреть возможность отказа от применения большого числа выключателей на стороне высшего напряжения подстанции.

На транзитных ПС 35 кВ используются схемы:

- 35-5Н – мостик с выключателями в цепях линий,
- 35-5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов,
- 35-9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

От выбора РУ зависит способ подключения ПС в действующую сеть.

Нами было проработано два варианта схем:

1 вариант - строительство ПС «Майской» схема РУ 35 кВ «5Н – мостик с выключателями в цепях линий»;

2 вариант - строительство ПС «Майской» схема РУ 35 кВ «9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Необходимо учесть, что к Майской ГРЭС подходило 6 линий, следовательно, некоторые линии необходимо будет демонтировать, но таким образом, чтоб сохранился транзит мощности и ПС входила в объединенную систему электроснабжения Ванино-Советско-Гаванского энергоузла.

Мы учли, что в развитие данного района входит ввод в эксплуатацию Совгаванской ТЭЦ, строительство новой ПС «Окоча», реконструкция ПС «Эгге», а также строительство одноцепной линии ТЭЦ-Эгге, двухцепной линии ТЭЦ-Окоча и двухцепной линии ТЭЦ-Ванино, строительство новой ПС «Майская».

Два варианта развития электрических сетей графически изображены на рисунках 4, 5.

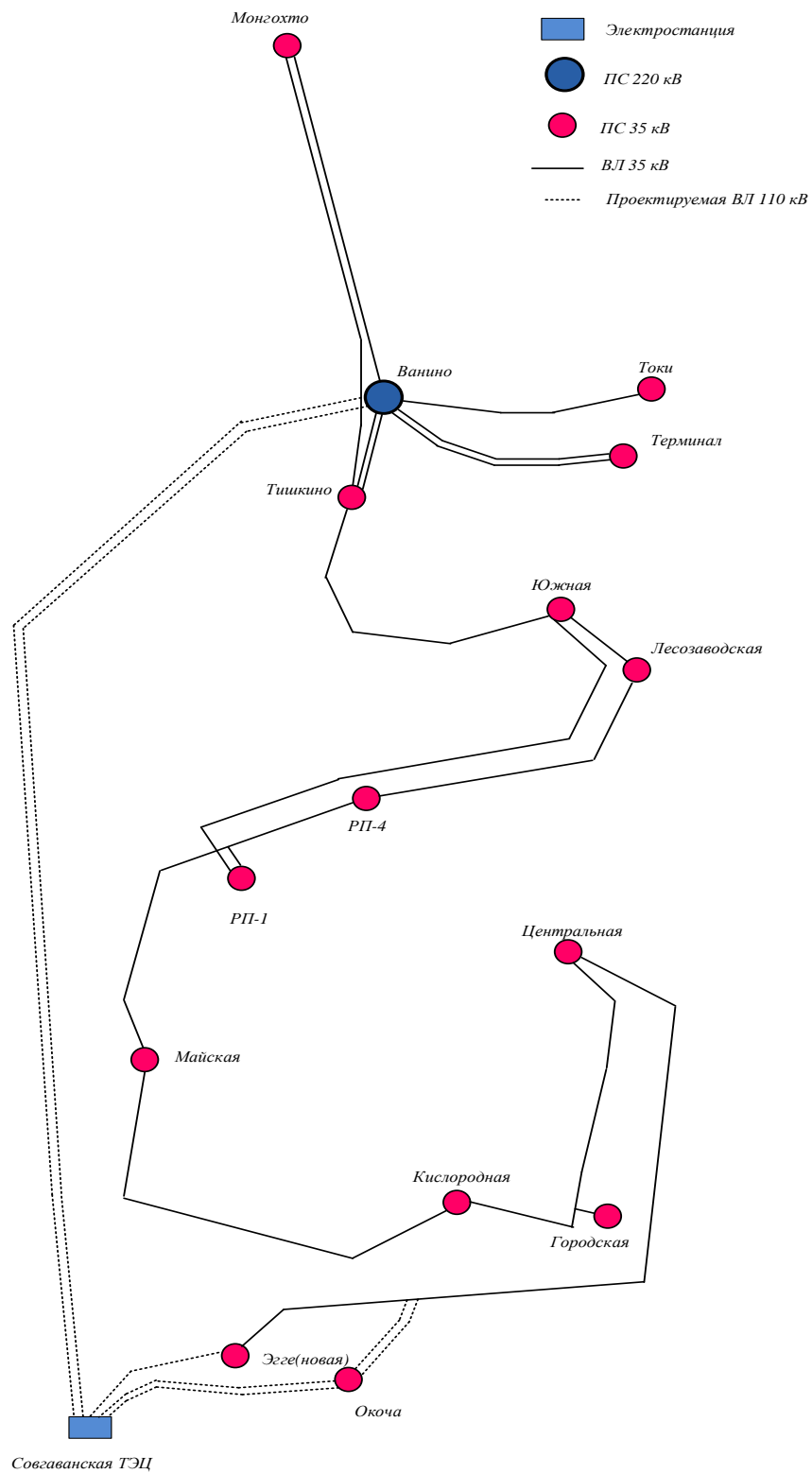


Рисунок 4 – 1-ый вариант развития электрических сетей Совгаванского района

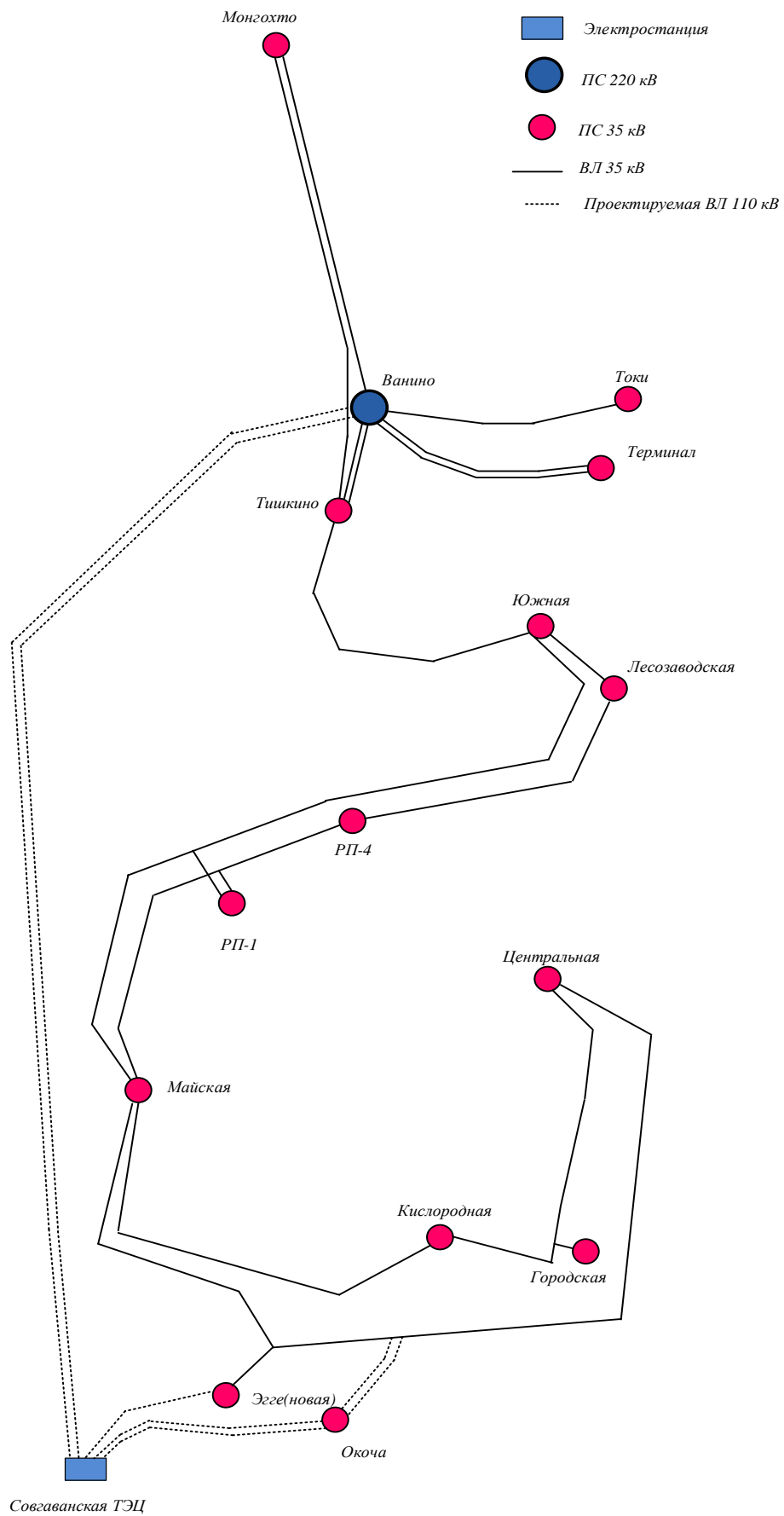


Рисунок 5 – 2-ой вариант развития электрических сетей Совгаванского района

1.8 Анализ принятых вариантов сети

Первый вариант предусматривает ввод в эксплуатацию нового источника питания – Совгаванская ТЭЦ, вывод из работы Майской ГРЭС, реконструкцию существующей ПС «Эгге» с переводом её на высшее напряжение 110 кВ., строительство новой трансформаторной ПС «Майская», ПС «Окоча».

По способу присоединения к сети ПС «Майская» будет проходной.

В связи с этим выбираем схему РУ ВН ПС «Майская» - «Мостик с выключателями в цепях линии» (Схема 5Н). На ПС 35/10 кВ «Майская» устанавливаем два двухобмоточных трансформатора.

Питание ПС «Майская» (35/10 кВ) осуществляется от ПС «РП-4» и ПС «Кислородная». Также ПС «Майская» будет подключаться к действующей сети 35 кВ.

Для реализации данного варианта потребуется:

- реконструкция ВЛ-35 РП-4 – Майская ГРЭС, Майская ГРЭС – Кислородная;
- демонтаж линий Тишкино – Майская ГРЭС, Южная – Майская ГРЭС, Майская ГРЭС – Эгге, Майская ГРЭС – Центральная; демонтаж одной отпаечной линии на ПС «РП-1», которая подключалась к линии Южная – Майская ГРЭС и одной отпаечной линии на ПС «Эгге», которая присоединялась к линии Майская ГРЭС – Центральная;
- строительство новой одноцепной ВЛ напряжением 35 кВ Эгге – Центральная протяженностью 13,1 км для возможности подключения ПС «Эгге» и ПС «Окоча» в действующую сеть;
- строительство одноцепной ВЛ напряжением 35 кВ Южная – РП-1 протяженностью 12,18 км, с целью запитать ПС «РП-1»;
- строительство двухцепной линии напряжением 110 кВ ТЭЦ – Окоча протяженностью 14,2 км, с выводом отпаек от РУ 35 кВ на линию Эгге–Центральная;
- строительство одноцепной ВЛ напряжением 110 кВ ТЭЦ – Эгге(новая) протяженностью 2,2 км;

- строительство двухцепной ВЛ-110 кВ Совгаванская ТЭЦ – ПС «Ванино» протяженностью 37 км.

В обоснование выбора мостиковой схемы для РУ ПС «Майская» приведем следующие доводы.

Преимущества данной схемы: простая и наглядная, минимизированы отказы по вине персонала, требует три ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии), сохранение в работе двух трансформаторов при КЗ на ВЛ, наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети в рассматриваемой схеме (в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях трансформаторов), коммутация линий выполняется одним выключателем.

Это благоприятно сказывается на надежности распределительного устройства, поскольку коммутация линий электропередачи в нормальных, ремонтных и аварийных режимах осуществляется значительно чаще, чем трансформаторов.

Есть и минусы: при отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции.

На 35 кВ в мостиковых схемах ремонтные перемычки (на разъединителях), как правило, не устанавливаются.

Схема 5Н позволяет лучше обеспечить бесперебойность питания потребителя на данной подстанции, чем схема 5АН.

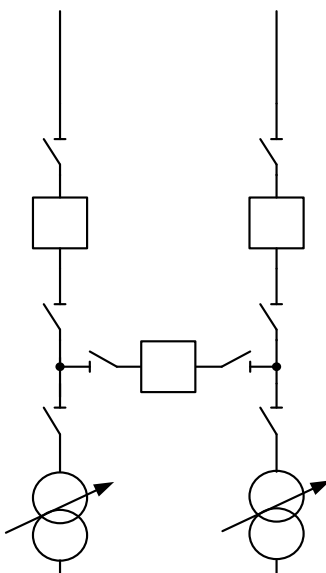


Рисунок 6 – Схема мостик с выключателями в цепях линий

На реконструируемой ПС «Эгге (новая)» 110/35/10 кВ необходимо установить два трехобмоточных трансформатора. В перспективе предполагается провести вторую линию на ПС «Эгге (новая)».

Для новой трансформаторной подстанции «Окоча» 110/35/10 кВ аналогично устанавливаем два трехобмоточных трансформатора. С учетом того, что на подстанции количество присоединений равно четырем, то на РУ 110 кВ предпочтительнее выбрать схему «110-4Н-два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин (с обходной системой шин либо без нее). В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены.

Во втором варианте по способу присоединения к сети ПС «Майская» будет узловой.

Выбираем схему РУ ВН ПС «Майская» - «9 – одна рабочая секционированная выключателем система шин». Данная схема применяется при 5 и более присоединениях. На ПС 35/10 кВ «Майская» устанавливается также два двухобмоточных трансформатора.

ПС «Майская» (35/10 кВ) имеет прямую связь по четырем ВЛ с ПС «РП-4», ПС «Кислородная», ПС «Южная» и ПС «Центральная». ПС «Майская» будет подключаться к действующей сети 35 кВ.

Для реализации данного варианта потребуется:

- реконструкция ВЛ-35 РП-4 – Майская ГРЭС, Майская ГРЭС – Кислородная, Майская ГРЭС – Южная и Майская ГРЭС – Центральная;
- демонтаж линий Тишкино – Майская ГРЭС и Майская ГРЭС – Эгге;
- строительство двухцепной линии напряжением 110 кВ ТЭЦ – Окоча протяженностью 14,2 км, с выводом отпаек от РУ 35 кВ на линию Эгге–Центральная;
- строительство одноцепной ВЛ напряжением 110 кВ ТЭЦ – Эгге(новая) протяженностью 2,2 км.;
- строительство двухцепной ВЛ-110 кВ Совгаванская ТЭЦ – ПС «Ванино» протяженностью 37 км.

В обоснование выбора одной рабочей секционированной выключателем системы шин схемы для РУ ПС «Майская» приведем следующие доводы.

Схема 9 применяется на напряжение 35–220 кВ для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при ревизии секции шин.

Является наиболее надежной схемой в сравнении с мостиковой.

Недостатки: при отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное погашение распределительного устройства, число выключателей равно семи, следовательно, увеличение количества линейных выключателей на четыре, что приводит к удорожанию проекта.

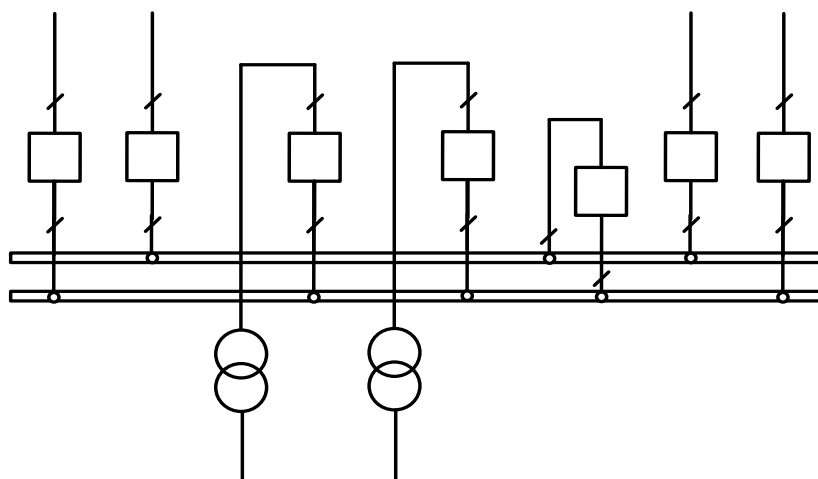


Рисунок 7 – Схема одна рабочая секционированная выключателем система шин

1.9 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Нами была поставлена задача по прогнозированию электрических нагрузок узлов сети и определению вероятностных характеристик вновь вводимых нагрузок в развиваемой части района проектирования с учетом на перспективу до 2021 года, с целью дальнейшего выбора трансформаторов, сечения ВЛ 35 кВ.

В ближайшей ретроспективе данного района наблюдался рост электропотребления в Советско-Гаванском энергорайоне. Ванино-Советско-Гаванский транспортно-промышленный узел играет значительную роль в экономике Хабаровского края. Дальнейшее его развитие будет связано с созданием портовой особой экономической зоны на базе порта Советская Гавань, развитием портовых мощностей, припортовой инфраструктуры, расширением железнодорожной инфраструктуры, автомобильных дорог, созданием промышленных производств, энергетической, коммунальной и социальной инфраструктур, Дальневосточного судоремонтного и судостроительного центров, развитием переработки леса, рыбы и морепродуктов.

Соответственно, при реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов, а также для проектирования экономически выгодной электрической сети.

Для подстанций рассчитаем вероятностные характеристики в ПК «Расчет нагрузок». В программе имеются типовые графики нагрузок для различных видов потребителей. С учетом внесенных данных программа строит реальные графики электрических нагрузок непосредственно для каждой подстанции и рассчитывает вероятностные характеристики. Исходными данными для расчета этих характеристик являются мощности нагрузок, коэффициенты мощности.

К вероятностным характеристикам электрической нагрузки относятся: средняя, эффективная (среднеквадратическая), максимальная и минимальная[17].

Результаты расчета вероятностных характеристик, необходимых для выбора сечения ВЛ, а также определения мощности компенсирующих устройств, устанавливаемых на ПС, приведены в таблице 8:

Таблица 8 – Вероятностные характеристики ПС района

Наименования ПС	P_{cp}		$P_{эф}$	P_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{max}
	Зима	Лето					
ПС Городская	Зима	2,73	3,19	3,28	1,09	1,28	1,31
	Лето	2,32	2,71	2,78	0,93	1,09	1,11
ПС Кислородная	Зима	3,24	3,79	3,89	1,62	1,9	1,94
	Лето	2,75	3,22	3,3	1,38	1,62	1,65
ПС Лесозаводская	Зима	0,03	0,04	0,04	0,01	0,02	0,02
	Лето	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01
ПС Монгахто 1Т	Зима	0,88	1,03	1,06	0,44	0,52	0,53
	Лето	0,75	0,88	0,9	0,37	0,44	0,45
ПС Монгахто 2Т	Зима	0,96	1,12	1,15	0,48	0,56	0,58
	Лето	0,82	0,95	0,98	0,41	0,48	0,49
ПС РП-1	Зима	0,39	0,46	0,47	0,19	0,23	0,24
	Лето	0,33	0,39	0,4	0,16	0,2	0,2

Продолжение таблицы 8

ПС РП-4 1Т	Зима	2,76	3,23	3,31	1,1	1,29	1,32
	Лето	2,34	2,74	2,81	0,94	1,1	1,13
ПС Центральная	Зима	7,35	8,6	8,82	8,59	4,39	4,49
	Лето	6,25	7,31	7,5	7,3	3,73	3,82
ПС Эгге	Зима	1,06	1,24	1,27	0,53	0,63	0,64
	Лето	0,9	1,054	1,08	0,45	0,54	0,55
ПС Южная 1Т	Зима	1,51	1,77	1,81	0,6	0,71	0,73
	Лето	1,29	1,5	1,54	0,51	0,6	0,62
ПС Южная 2Т	Зима	0,26	0,3	0,31	0,5	0,12	0,12
	Лето	0,22	0,26	0,26	0,09	0,1	0,11
ПС Терминал 1Т	Зима	1,33	1,56	1,6	0,66	0,78	0,8
	Лето	1,13	1,32	1,36	0,57	0,66	0,68
ПС Терминал 2Т	Зима	0,7	0,82	0,84	0,35	0,41	0,42
	Лето	0,59	0,7	0,71	0,3	0,35	0,36
ПС Токи	Зима	0,84	0,98	1,01	0,42	0,49	0,5
	Лето	0,71	0,84	0,86	0,36	0,42	0,43
ПС Восток	Зима	0,14	0,16	0,17	0,06	0,07	0,07
	Лето	0,12	0,14	0,14	0,05	0,06	0,06
ПС Майская	Зима	13,3	15,56	15,96	5,32	6,22	6,38
	Лето	11,3	13,23	13,57	4,52	5,29	5,43
ПС РП-4 2Т	Зима	3,52	4,11	4,22	1,41	1,65	1,69
	Лето	2,99	3,5	3,59	1,2	1,4	1,43
ПС Тишкино 1Т	Зима	3,3	3,87	3,96	1,32	1,55	1,59

	Лето	2,81	3,29	3,37	1,12	1,31	1,35
ПС Тишкино 2Т	Зима	3,36	3,93	4,03	1,34	1,57	1,61
	Лето	2,86	3,34	3,43	1,14	1,34	1,37
ПС Ванино 110 кВ	Зима	28	32,76	33,6	14	16,38	16,8
	Лето	23,8	27,85	28,56	11,9	13,92	14,28

Далее определим прогнозируемую нагрузку по формуле сложных процентов:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{t_{\text{прог}} - t}$$

(1)

где S – прогнозируемая мощность;

S_T – текущее значение средней мощности, полученная в «Расчете сети»;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год);

$t_{\text{прог}}$ – год на который прогнозируется электрическая нагрузка;

t – текущий год.

При проектировании сетей принимаем $t_{\text{прог}} - t$ равным 5; 0,041 – относительное увеличение нагрузки за год для данного района проектирования согласно среднестатистическим данным.

В этом случае на примере ПС «Майская» прогноз максимальной активной нагрузки составит: $P_M = 13,3 \cdot (1 + 0,041)^{2021 - 2016} = 16,26$ (МВт).

Таблица 9 – Прогнозируемые характеристики нагрузок на подстанциях

Наименования ПС		$P_{\text{ср}}$	$P_{\text{эф}}$	P_{max}	$Q_{\text{ср}}$	$Q_{\text{эф}}$	Q_{max}
ПС Окоча	Зима	18,34	21,46	22,01	7,34	8,58	8,8
	Лето	15,59	18,24	18,71	6,24	7,29	7,48
ПС Майская	Зима	16,26	19,02	19,51	6,5	7,6	7,8
	Лето	13,81	16,17	16,59	5,53	6,47	6,64
ПС Эгге (новая)	Зима	21,15	24,75	25,38	8,46	9,9	10,15
	Лето	18,49	21,04	21,57	7,19	8,42	8,63

Расчет по формуле сложных процентов, показывает, что в период с 2016 года по 2021 год рост нагрузки составит порядка 18 %, при ежегодном приросте нагрузки 3,6%.

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе мощности силовых трансформаторов на ПС которые подлежат реконструкции, и модернизации, а также новых построенных подстанций.

1.10 Выбор класса номинального напряжения

Выбор номинального напряжения является важным техническим этапом каждого проекта. Величина номинального напряжения влияет как на техническую, так и на экономическую часть проекта. С увеличением номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение, но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др.

При определении рационального напряжения выбранных схем воспользуемся формулой Илларионова, которая применяется для классов напряжения 35 кВ и выше[17].

Для этого необходимо знать активную мощность P и длину определяемого участка:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}};$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – мощность протекающая по линии, МВт.

Рассчитываем рациональное напряжение по формуле Илларионова и выбираем номинальное напряжение для участка Совгаванская ТЭЦ-ПС «Окоча»:

$$U_{рацИП-Окоча} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\frac{14,2}{2}} + \frac{2500}{22,01}}} = 73,72 \text{ кВ};$$

Принимаем напряжение на участке сети равным 110 кВ.

Все расчеты остальных рациональных напряжений сети приведены в приложении А.

Все расчетные значения сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Номинальные напряжения

Участок	Длина участка, км	Потоки максимальной активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	2	3	4	5
ТЭЦ-Окоча	14,2	22,01	73,72	110
ТЭЦ-Ванино	37	33,6	99,29	110
ТЭЦ-Эгге	2,2	26,93	56	110

1.11 Выбор компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети.

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе, являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощности — компенсирующие устройства (далее - КУ).

Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым:

- если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии необходима компенсация реактивной мощности;

- если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \quad (1)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность потребителя;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность потребителя.

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании Приказа №380 от 23.06.2015 «О порядке 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)» [20].

В данном разделе дипломного проекта рассматривается расчет мощности компенсирующих устройств, требуемых к установке на стороне 10 кВ ПС «Майская», «Эгге», «Окоча».

Определим значения требуемой мощности компенсирующих устройств, квар:

$$Q_{\text{КВи}} = P_{\text{max.i}} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{Э}}) \quad (2)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{Э}}$ – экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}}$ - нормативный коэффициент мощности для 0.4-35 кВ – 0,4, для 110 кВ-0,5 (согласно Приказу №380 от 23.06.2015)

Далее определяем некомпенсированную мощность (реактивная мощность, которая будет передаваться по электрической сети после компенсации реактивной мощности), квар:

$$Q_{\text{неск.i}} = Q_{\text{max.i}} - Q_{\text{КВи}}^{\text{факт}} \quad (3)$$

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на ПС «Майская» с учетом прогнозирования:

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} = \frac{7,8}{19,51} = 0,4$$

$$Q_{\text{КВИ}} = 19,51 \cdot (0,4 - 0,4) = 0 \text{ (Мвар)}. \quad (4)$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств равна нулю, следовательно, установка компенсирующих устройств не требуется, вся требуемая реактивная мощность может быть получена из сети.

Таблица 11 - Результаты выбора КУ

Наименование ПС	Qmax, Мвар	Pmax, МВт	Требуемая мощность, МВар	Тип КУ	Qнеск, Мвар
1	2	3	4	5	7
Майская	7,8	19,51	0	не требуется	7,8
Окоча	8,8	22,01	0	не требуется	8,8
Эгге	10,5	26,93	0	не требуется	10,5

1.12 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях «Майская», «Окоча», «новая Эгге»

Рассмотрим выбор основного силового оборудования, устанавливаемого на проектируемых ПС «Майская» и ПС «Окоча» и реконструируемой ПС «Эгге».

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией, в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении.

Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, осуществляется в зависимости от категоричности потребителей.

В составе нагрузки подстанций имеются потребители 1-й и 2-й категории, следовательно, число устанавливаемых трансформаторов на подстанциях должно быть не менее двух. В случае, когда мощность трансформаторов выбрана правильно, надежное электроснабжение потребителей обеспечивается даже при аварийном отключении одного из них[13].

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k_3^{opt}}, \quad (5)$$

где P_{cp} – средняя активная зимняя мощность подстанции (максимальная), МВт;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор МВАр;

n_T – количество трансформаторов на подстанции;

k_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

Проверим трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (4)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$k_{з.норм.реж} \leq 0,5 \div 0,75$$

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$k_{з.н.ав} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (12)$$

$$k_{з.н.ав} \leq 1-1,4.$$

Выбираем марку и мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС «Майская»:

$$S_p = \frac{\sqrt{16,26^2 + 7,8^2}}{2 \cdot 0,7} = 12,881 \text{ (МВА)}$$

Соответственно, выбираем двухобмоточный трехфазный трансформатор типа ТДНС- 16000/35 с номинальной мощностью 16 МВА, номинальное напряжение низкой стороны 10,5 кВ.

Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{16,26^2 + 7,8^2}}{2 \cdot 16} = 0,564$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{16,26^2 + 7,8^2}}{1 \cdot 16} = 1,127$$

Вывод: коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы входят в допустимый интервал. При таких коэффициентах загрузки так же будет иметься возможность отключения одного трансформатора даже в режиме максимальных нагрузок. Принимаем данный тип трансформатора.

Расчетные данные по трансформаторам приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Расчетные данные по трансформаторам

Наименование ПС	Рср, МВт	Qнеск, Мвар	Мощность тр-ра расчетная, МВА	Мощность тр-ра выбранная	К з.н.реж	К з.п.ав	Тип тр-ра
Майская	16,26	7,8	12,88	16	0,56	1,12	ТДНС - 16000/35
Эгге	21,15	10,15	16,76	25	0,47	0,93	ТДТН - 25000/110
Окоча	18,34	8,8	14,53	25	0,41	0,81	ТДТН - 25000/110

Для проектируемой ПС «Окоча» выбираем трехфазный трехобмоточный трансформатор типа ТДТН-25000/110 с номинальной мощностью 25 МВА; номинальное напряжение средней стороны 38,5 кВ, низкой стороны 11 кВ.

Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Коэффициенты загрузки в нормальном режиме работы ниже допустимого интервала, трансформатор не догружен. Но с учетом того что подстанция новая следует установить трансформаторы с запасом, учитывая рост нагрузки данного района. Коэффициенты загрузки послеаварийного режима работы входит в допустимый интервал.

Для реконструируемой ПС «Эгге» выбираем трехфазный трехобмоточный трансформатор типа ТДТН-25000/110 с номинальной мощностью 25 МВА, номинальное напряжение средней стороны 38,5 кВ, низкой стороны 11 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Коэффициенты загрузки в нормальном режиме работы немного ниже допустимого интервала, но с учетом прогнозирования нагрузок и в дальнейшем увеличении нагрузок, связанные с расширением и развитием ПОЭЗ, оставляем данный тип трансформаторов, так как внешнее электроснабжение ПОЭЗ предусмотрено от ПС «Эгге» по двухцепной ВЛ-110 кВ от ПС «Эгге».

Электроснабжение потребителей ж/д станции «Припортовая», предполагается осуществить отдельно по КЛ-10 кВ от РУ НН ПС «Эгге» как ближайшего источника электрической энергии.

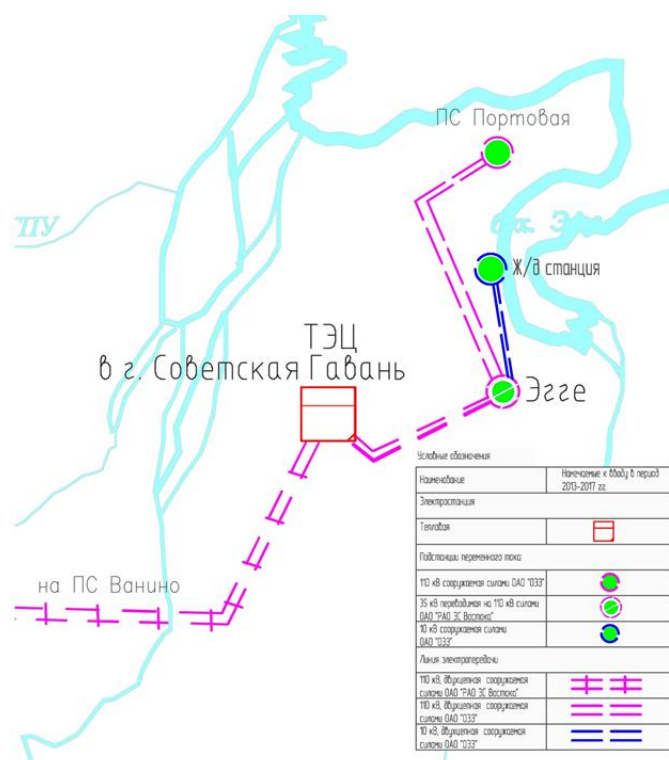


Рисунок 8 - Карта-схема внешнего электроснабжения ПОЭЗ

1.13 Выбор сечения ВЛ

В данном дипломном проекте рассматривается выбор сечения ВЛ при проектировании новой ПС «Майская», ПС «Окоча» и реконструкция ПС «Эгге» для подключения этих ПС в электрическую сеть.

От электростанции до реконструируемой ПС «Эгге», согласно проекту, будет построена одноцепная линия 110 кВ протяженностью 2,2 км. Также выдача электрической мощности от ТЭЦ будет производиться двухцепной линией 110 кВ протяженностью 14,2 км до ПС «Окоча» и двухцепной линией 110 кВ протяженностью 37 км на поселок «Ванино».

С выводом Майской ГРЭС предусматривается строительство новой трансформаторной ПС «Майская» на свободной территории Майской ГРЭС.

В действующую сеть необходимо подключить ПС «Майская». В зависимости от выбора РУ-35 кВ подстанции меняется число подключаемых линий, а также возникает необходимость в демонтаже существующих линий.

Рассмотрим разработанные два варианта:

Первый вариант - строительство ПС «Майская» 35/10 кВ, схема РУ 35 кВ «5Н-мостик с выключателями в цепях линий».

Данная схема предназначена для ПС с двухсторонним питанием и числом присоединений равным четыре (ранее к Майской ГРЭС подходило 6 линий).

Из этих линий 2 реконструируем и подключим к данной подстанции ПС «РП-4» - ПС «Майская» и ПС «Кислородная» - ПС «Майская», остальные демонтируем. Также в данном варианте в связи с демонтированной линией Майская ГРЭС- ПС «Центральная» оборвалась связь ПС «Эгге» - ПС «Центральная», следовательно, установим новую ЛЭП от ПС «Эгге» до ПС «Центральная».

От новой подстанции «Окоча» на стороне 35 кВ проведем две отпаечные линии к ЛЭП ПС «Эгге» - ПС «Центральная». От ПС «Южная» к Майской ГРЭС подходила линия - ее демонтируем, также в связи с этим демонтируем одну отпаечную линию от РП-1 которая подходила к данной ЛЭП. Вместо этого строим новую линию ПС «Южная»-ПС «РП-1».

Вывод: необходимо найти сечение линий: «РП-4»-«Майская», «Кислородная»-«Майская», «Эгге»-«Центральная», «Южная»-«РП-1».

Второй вариант - строительство ПС «Майская» 35/10 кВ, схема РУ 35 кВ «9-одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Данная схема предназначена для ПС с числом присоединений от 5 и выше. Ранее к Майской ГРЭС подходили 6 линий. Из этих линий 4 - реконструируем и подключим к данной подстанции ПС «РП-4» - ПС «Майская», ПС «Кислородная» - ПС «Майская», ПС «Южная»-ПС «Майская», ПС «Центральная» - ПС «Майская», остальные 2 линии до ПС «Эгге» и «Тишкино» демонтируем. В данном варианте новой линией является отпаечная ЛЭП от новой ПС «Окоча» 35 кВ до линии ПС «Майская»-ПС «Центральная».

Вывод: необходимо найти сечение линий: «РП-4»-«Майская», «Кислородная»-«Майская», «Центральная»-«Майская», «Южная»-«Майская».

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Чем больше сечение, тем больше затрат на сооружение ВЛЭП и амортизационные отчисления.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается в зависимости от расчетного тока I_p , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются:
для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности;
для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

Расчетный ток в этом сечении рассчитывается по следующей формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} \quad (13)$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации (принимается равным 1,05 для ЛЭП 35 – 220 кВ, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки);

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы. Значение α_T принимаю равным 1 (согласно ЭТС ТЗ) [5].

I_{\max} – максимальный ток протекающий по линии.

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{\max ij}^2 + Q_{\text{неск}ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (14)$$

где P_{ij} – поток максимальной активной мощности текущей по линии зимой;
 $Q_{\text{неск}ij}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности текущей по линии зимой.

n – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети.

По расчетным токам определяем сечение проводов линии по методу экономических токовых интервалов с учетом района по гололеду и типа опор.

Для Совгаванского края, район по гололеду – III. Соответственно, материал опор выберем железобетонный.

Мы выбрали провода марки АСК, которые применяются в районах побережья морей, соленых озер, в районе засоленных песков, в промышленных районах, где сталеалюминиевые провода разрушаются от коррозии, с учетом того, что Совгаванский район находится на побережье Японского моря.

После выбора сечения проводов всех ВЛ необходимо произвести их проверку по нагреву током в послеаварийном режиме[8].

$$I_{\text{дл.дон}} \cdot K > I_{\text{нас}},$$

K – температурный коэффициент.

Таблица 13 – Предварительное сечения проводов на проектируемых ветвях для первого варианта

Наименование ВЛ	Uном, кВ	I _{max} , А	I _p , А	Марка провода	Текущая марка провода	Замена провода
РП-4 - Майская	35	243	256	АСК-150/24	АСК-150/24	не требуется
Майская - Кислородная	35	208	219	АС-120/19	АС-120/19	не требуется
Южная – РП-1	35	12	13	АСК-120/19	-	-
Эгге (существующая) - Центральная	35	300	315	АСК-150/24	-	-
ТЭЦ-Эгге(новая)	110	423	445	АСК-240/39	-	-
ТЭЦ-Ванино	110	133	139	АСК-120/19	-	-
ТЭЦ-Ожоча	110	190	199	АСК-120/19	-	-

Таблица 14 – Предварительное сечения проводов на проектируемых ветвях для второго варианта

Наименование ВЛ	Uном, кВ	I _{max} , А	I _p , А	Марка провода	Текущая марка провода	Замена провода
РП-4 - Майская	35	243	256	АСК-150/24	АСК-150/24	не требуется

Продолжение таблицы 14

Майская - Кислородная	35	208	219	АС-120/19	АС-120/19	не требуется
-----------------------	----	-----	-----	-----------	-----------	--------------

Майская – Центральная	35	378	397	АСК-150/24	АС-120/19	требуется
Южная-Майская	35	170	170	АСК-150/24	АСК-150/24	не требуется
ТЭЦ-Эгге(новая)	110	361	379	АСК-240/39	-	-
ТЭЦ-Ванино	110	133	139	АСК-120/19	-	-
ТЭЦ-Окоча	110	162	170	АСК-120/19	-	-

1.14 Выбор оптимального варианта конфигурации электрической сети при выводе Майской ГРЭС

Из рассмотренных вариантов выберем один наиболее оптимальный и менее затратный на основе экономического анализа.

Поэтому целью данного раздела является сравнение затрат на реализацию предлагаемых вариантов конфигурации электрической сети и оценка экономической эффективности проектируемой сети для конечного варианта.

Исходя из поставленной цели, сформулируем следующие задачи:

- рассчитать затраты на реализацию рассмотренных вариантов;
- определить эксплуатационные издержки;
- рассчитать себестоимость передачи электроэнергии для выбранной конфигурации.

При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат. Расчет приведенных затрат производится по формуле:

$$Z = E \cdot K + I \quad (15)$$

где K – капиталовложения;

I – эксплуатационные издержки;

E – нормативный коэффициент дисконтирования ($E = 0,1$).

1.14.1 Расчет капитальных вложений

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы,

приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

При расчете капиталовложений цены на оборудования были взяты из справочника «Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей» Д.Л. Файбисович цены указаны 2000 года, соответственно необходимо будет учитывать коэффициент инфляции на I квартал 2016 года [24].

При проектировании сети капиталовложения состоят из капиталовложений на сооружение ЛЭП и строительство подстанций.

$$K = K_{ЛЭП} + K_{ПС}, \text{ тыс. руб.}; \quad (16)$$

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Капиталовложения на сооружения ЛЭП определяются как:

$$K_{ЛЭП} = (K_0 \cdot L_{ЛЭП} + K_{зем.вл}) \cdot K_{зон} \cdot K_{инф}, \text{ тыс.руб}; \quad (17)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ;

$L_{ЛЭП}$ – протяженность ЛЭП, км;

$$K_{зем.вл} = S_{зем} \cdot k_{зем} \cdot L_{ЛЭП}, \text{ тыс.руб};$$

$S_{зем}$ – площадь отвода земли при типовых опор ВЛ;

$$k_{зем} = 7 \text{ руб/м}^2 \text{ (нормативная цена земли для Дальнего Востока)}$$

С учетом того, что провода линий имеют разное сечение, а также число цепей на опоре, то коэффициенты капиталовложений будут братья равными:

$K_{0.150} = 740$ тыс. руб./км – для ЛЭП с маркой провода АСК-150 в одноцепном исполнении;

$K_{0.120} = 740$ тыс. руб./км – для ЛЭП с маркой провода АСК-120 в одноцепном исполнении;

$K_{0.120} = 1150$ тыс. руб./км – для ЛЭП с маркой провода АСК-120 в двухцепном исполнении;

$K_{0.240} = 890$ тыс. руб./км – для ЛЭП с маркой провода АСК-240 в одноцепном исполнении.

Также необходимо учесть затраты на демонтаж линий.

Стоимость работ по демонтажу ВЛ 35–330 кВ включает в себя затраты по демонтажу опор ВЛ (железобетонных и стальных), а также проводов и грозозащитных тросов.

Помимо этого, необходимо учесть коэффициенты на оплату труда рабочих-строителей, эксплуатацию строительных машин и механизмов.

В капиталовложения на сооружение подстанций входят:

$$K_{ПС} = \left(\sum_{i=1}^n K_{PYi} + \sum_{i=1}^n K_{TPi} + \sum_{i=1}^n K_{BK_i} + \sum_{i=1}^n K_{ПОСТi} + \sum_{i=1}^n K_{KV_i} + S_{ПС} \cdot k_{зем} \right) \cdot K_{зон} \cdot K_{инф}$$

где K_{PY} – стоимость распределительного устройства;

K_{KV} – стоимость компенсирующих устройств ($K_{KV}=0$);

K_{TP} – стоимость всех трансформаторов;

$K_{ПОСТ}$ – постоянные капиталовложения;

K_{BK} – стоимость всех выключателей;

$S_{ПС}$ – площадь подстанции.

На каждой подстанции выбираем элегазовые выключатели.

Постоянная часть капиталовложений для сети 110 кВ равна 11 000 тыс. руб.

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ зависят от принятой схемы распределительного устройства на ПС.

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения.

Таблица 15 – Капитальные затраты для реализации проекта

Вариант	$K_{ТР}$	$K_{ВЛ}$	$K_{ПС}$	$K_{В}$	К
1	35 800	253 900	594 300	44 300	6 605 762
2	35 800	227 000	657 700	53 500	6 883 381

тыс. руб.

Подробный расчёт капиталовложений приведен в Приложении А.

1.14.2 Расчет потерь электрической энергии

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери на нагрузку, трансформаторах и компенсирующих устройствах в зимнее и летнее время года:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{ПС} = \Delta W_{НАГР} + \Delta W_{ТР} + \Delta W_{КУ}$$

Потери в воздушных линиях:

$$\Delta W_{НАГ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л \quad (18)$$

где $T_3, T_Л$ – количество часов зимней и летней нагрузки (4800 и 3690 часов соответственно).

$P_{ЭФ}, Q_{НЕСК.ЭФ}$ – эффективные потоки активной и реактивной мощности, протекающие по линии;

$R_{ЛЭП}$ – активное сопротивление линии;

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta W_{тр} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{неск.эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{R_{тр}}{2} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{неск.эф}^Л)^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{R_{тр}}{2} \cdot T_Л + 2 \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_Г$$

(19)

где $P_{ЭФ}, Q_{НЕСК.ЭФ}$ – эффективные мощности ПС (нагрузка);

$R_{ТР}$ – активное сопротивление трансформатора;

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода;

$T_Г$ – годовое количество часов.

Подробный расчёт потерь приведен в приложении А.

1.14.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W} \quad (20)$$

где I_{AM} – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – издержки стоимости потерь электроэнергии.

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (21)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС.

Для ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$)

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы (22) лет):

$$I_{AM} = \frac{K_{ВЛЕ}}{T_{СЛВЛ}} + \frac{K_{ПСЕ}}{T_{СЛПС}} \quad (23)$$

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (24)$$

где K – капиталовложения,

$T_{сл}$ – срок службы оборудования.

Сроки службы: $T_{слвл} = 50$ лет; $T_{слпс} = 20$ лет.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (25)$$

где ΔW - потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 тыс.руб./МВт·ч электроэнергии на данный момент.

Эксплуатационные издержки для обоих вариантов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Схема № 1	Схема № 2
I_A , тыс. руб.	34 792,5	37 443
$I_{РЭО}$ тыс. руб.	37 093,7	40 617,79
$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	59 410	56910
I_{Σ} тыс. руб.	131 300	135 000

Подробный расчёт издержек приведен в приложении А.

1.14.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I$$

(26)

где E – норматив дисконтирования ($E = 0,1$), он принимается равным ставке рефинансирования ЦБ РФ;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – эксплуатационные издержки.

По формуле определяем затраты для каждого варианта схемы.

$$Z_1 = 791,9 \text{ млн. руб.}$$

$$Z_2 = 823,3 \text{ млн. руб.}$$

$$\delta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\%$$

$$\delta = \frac{823300 - 791900}{823300} \cdot 100\% = 3,8\%$$

Так как разница между приведенными затратами двух схем не составляет более 5%, то мы выбираем оптимальную схему исходя из условия минимума стоимости потерь.

Разница среднегодовых эквивалентных расходов между двумя вариантами незначительная и равна 3,8 %. Поэтому выбираем второй вариант: он незначительно дороже, зато стоимость потерь электроэнергии ниже и первый вариант уступает в надежности второму.

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (далее - КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтральными, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники

и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Данный расчет трехфазных токов КЗ приводится для выбора оборудования на ПС «Майской».

На рисунке 9 представлены расчетные точки короткого замыкания; на рисунке 10 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с двумя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Майская».

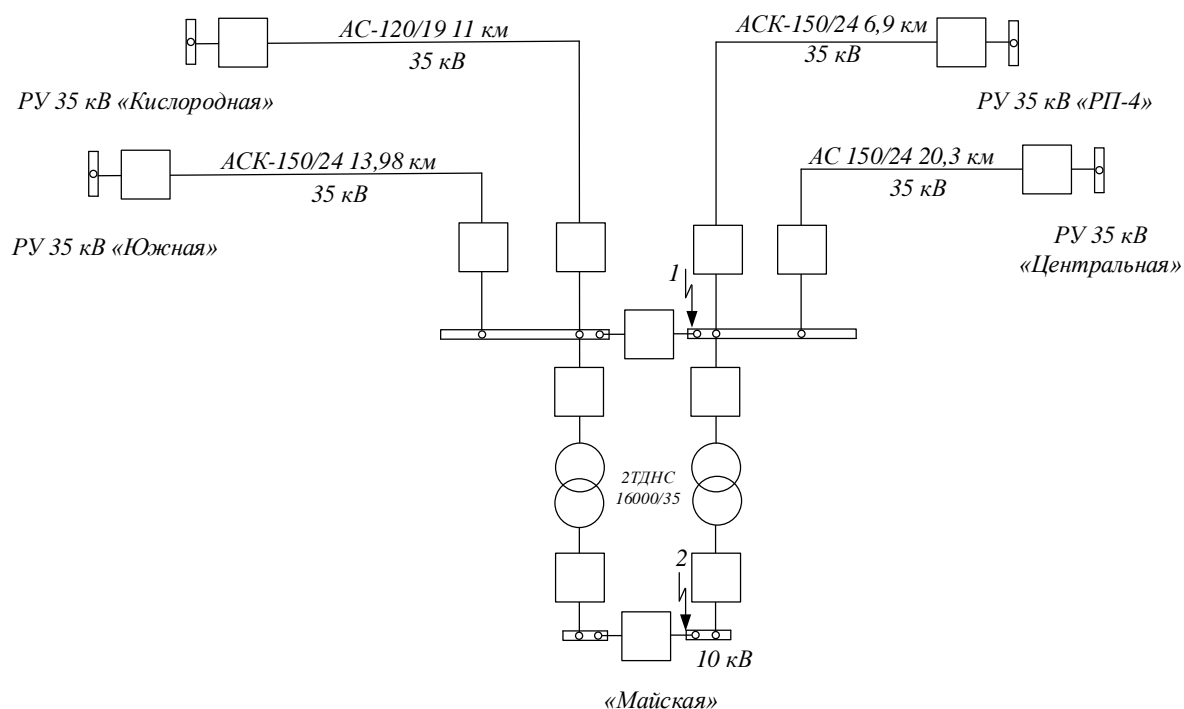


Рисунок 9 – Расчетные точки короткого замыкания

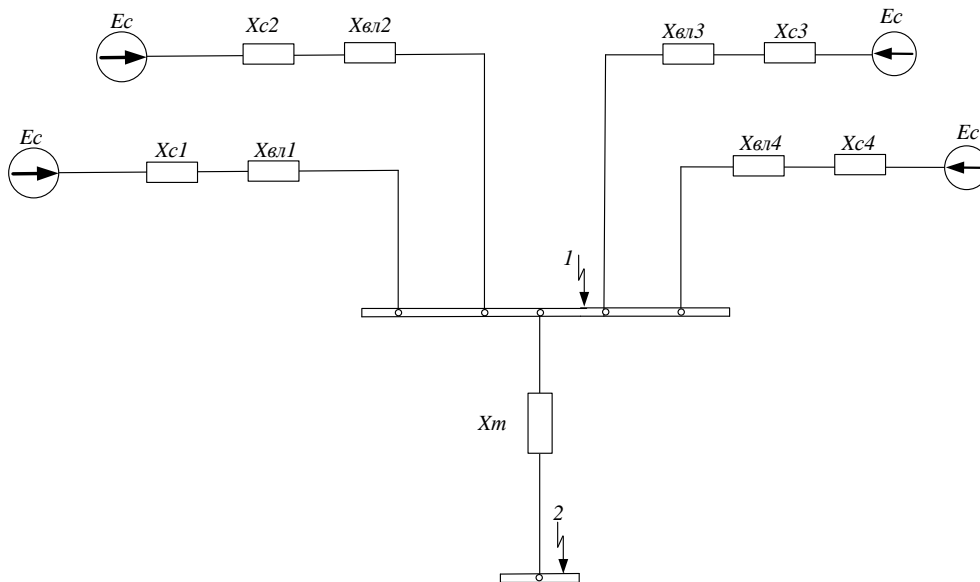


Рисунок 10 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 35 кВ ПС «Майская»).

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «Кислородная-Майская» по формуле[13]:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} \text{ (Мва)}$$

(27)

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,2 = 461,42 \text{ (Мва)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ

U_{CP} – среднее напряжение на стороне 35 кВ (кВ);

I_{K3} – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «Южная-Майская»:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 4,1 = 262,75 \text{ (Мва)}$$

Мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «Центральная-Майская»:

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K33} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 8,4 = 538,32 \text{ (Мва)}$$

Мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ «РП-4-Майская»:

$$S_{K34} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K34} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 4,8 = 307,6 \text{ (Мва)}$$

Расчет ведется в относительных единицах, за базисную мощность принимается $S_{\sigma} = 100$ Мва, за базисное напряжение 37 кВ, $E_c = 1$ (о.е.)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K31}} = \frac{100}{461,42} = 0,216 \text{ (о.е.)}$$

(28)

$$X_{C2} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K32}} = \frac{100}{262,75} = 0,38 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{C3} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K33}} = \frac{100}{538,32} = 0,186 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{C4} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K34}} = \frac{100}{307,6} = 0,325 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2} \text{ (о.е.)} \quad (29)$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ кВ (Ом/км)

L – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{ВЛ1} = X_{уд} \cdot L1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U^2} = 0,198 \cdot 13,98 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,202 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ2} = X_{уд} \cdot L2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U^2} = 0,249 \cdot 11 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ3} = X_{уд} \cdot L3 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U^2} = 0,198 \cdot 6,9 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,099 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ4} = X_{уд} \cdot L4 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U^2} = 0,198 \cdot 20,3 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,29 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмоток двухобмоточных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ}}$$

(30)

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания (%)

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора (Мва)

$$X_T = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,625, \text{ (о.е.)}$$

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивления при этом схема принимает вид после первого преобразования:

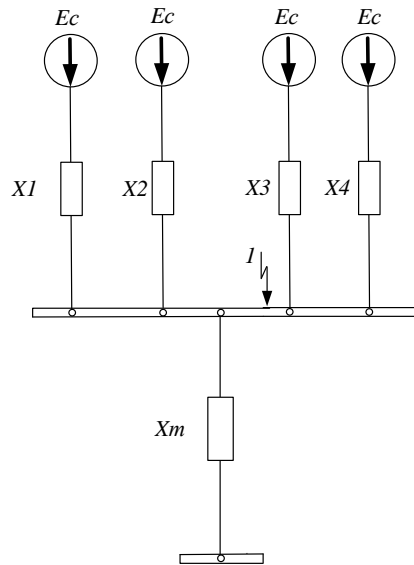


Рисунок 11 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} \text{ (о.е.)}$$

$$X1 = 0,2 + 0,216 = 0,417 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,38 + 0,202 = 0,582 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_{C3} + X_{ВЛ3} \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,186 + 0,29 = 0,476 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X_{C4} + X_{ВЛ4} \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = 0,325 + 0,099 = 0,424 \text{ (о.е.)}$$

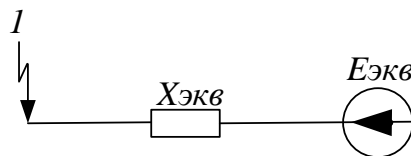


Рисунок 12 – Определение результирующих сопротивления и ЭДС

$$X_{экв} = \frac{1}{Y_{экв}} \text{ (о.е.)}$$

$$Y_{экв} = \frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} + \frac{1}{X3} + \frac{1}{X4} \text{ (о.е.)}$$

$$Y_{ЭКВ} = \frac{1}{0,417} + \frac{1}{0,582} + \frac{1}{0,476} + \frac{1}{0,424} = 8,574 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{ЭКВ} = \frac{\sum E_i \cdot Y_i}{\sum Y_i} = \frac{E_1 \cdot Y_1 + E_2 \cdot Y_2 + E_3 \cdot Y_3 + E_4 \cdot Y_4}{Y_{ЭКВ}} \text{ (о.е.)}$$

$$E_{ЭКВ} = \frac{1 \cdot 2,398 + 1 \cdot 1,718 + 1 \cdot 2,1 + 1 \cdot 2,358}{8,574} = 1 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ЭКВ} = \frac{1}{8,574} = 0,116 \text{ (о.е.)}$$

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №2 (шины 35 кВ ПС «Майская»). Сворачиваем схему относительно точки №2 и определяем сопротивления при этом схема принимает вид после преобразования (см. рисунок 13):

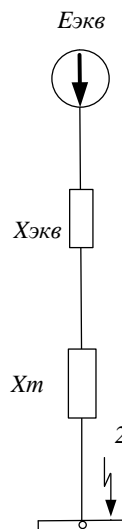


Рисунок 13 – Второе преобразование схемы замещения

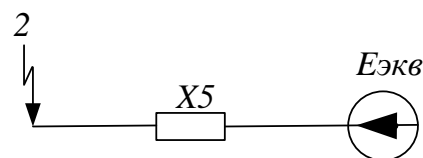


Рисунок 14 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X5 = X_{ЭКВ} + X_T \text{ (о.е.)}$$

$$X5 = 0,116 + 0,625 = 0,741 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 [13]:

$$I_{\text{П01}} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ}}} \cdot I_{\text{б}} \text{ (кА)} \quad (31)$$

Базисный ток 35 кВ:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{б}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,562 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{П0}} = \frac{1}{0,116} \cdot 1,562 = 13,46 \text{ (кА)},$$

где $I_{\text{П0}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле :

$$I_{\text{А0}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}}$$

$$I_{\text{Ат}} = I_{\text{А0}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ос}}}{T_{\text{а}}}} \quad (32)$$

где $I_{\text{Ат}}$ – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя (кА) ;

$I_{\text{А0}}$ – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА) ;

$T_{\text{ос}}$ – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,01 сек.

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени (с).

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_{\text{а}} = 0,02 \text{ (с)}$$

$$I_{\text{А0}} = \sqrt{2} \cdot 13,45 = 19,04 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{Ат}} = 19,04 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 11,53 \text{ (кА)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (33)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 13,46 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 30,6 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке №2 при этом все сопротивления приводятся к соответствующей стороне трансформатора.

Базисный ток 10 кВ:

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}$$

$$I_{по} = \frac{1}{0,741} \cdot 5,5 = 7,43 \text{ (кА)}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{АО} = \sqrt{2} \cdot 7,43 = 10,5 \text{ (кА)}$$

$$I_{At} = 10,5 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 8,57 \text{ (кА)}$$

Для точки К2 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,05 \text{ (с)}$$

Значение ударного тока короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,43 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} \right) = 19,08 \text{ (кА)}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблице 17:

Таблица 17 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	$I_{по}$, (кА)	$I_{АО}$, (кА)	I_{At} , (кА)	$I_{уд}$, (кА)
1	13,46	19,04	11,53	30,6
2	7,43	10,5	8,57	19,08

Полученные данные используем в расчетах при выборе основного электротехнического оборудования на ПС «Майская».

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПС «МАЙСКАЯ»

3.1 Выбор оборудования ПС «Майская» 35/10 кВ

В данном разделе дипломной работы рассматривается выбор и проверка электрических аппаратов и измерительного оборудования, устанавливаемого на новой ПС «Майская».

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ и климатических условий района размещения подстанции, род установки (наружный или внутренний). Для выбора оборудования РУ также необходимы данные о максимальных рабочих токах.

В данном разделе проведем выбор и проверку следующего подстанционного оборудования:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- устройств для защиты от перенапряжений;
- трансформаторы собственных нужд.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. В РУ 35кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами [13].

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Майская» по номинальной мощности трансформаторов, по максимальным перетокам мощности приходящих линий (А).

Максимальные рабочие токи.

К шинам ОРУ 35 кВ подходят 4 линии с максимальными перетоками мощности.

По ЛЭП «Южная-Майская» максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\max 1} = 170 \text{ (A)}$$

По ЛЭП «Кислородная-Майская»:

$$I_{\max 2} = 208 \text{ (A)}$$

По ЛЭП «РП-4-Майская»:

$$I_{\max 3} = 243 \text{ (A)}$$

По ЛЭП «Центральная-Майская»:

$$I_{\max 4} = 378 \text{ (A)}$$

Со стороны ВН трансформатора максимальный рабочий ток можно найти по формуле:

$$I_{\max 5} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ (A)}$$

$$I_{\max 5} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369 \text{ (A)}$$

Со стороны НН:

$$I_{\max 6} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1294 \text{ (A)}$$

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [13]:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}} \quad (34)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}} \quad (35)$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K \quad (36)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ - ток термической стойкости;

$t_{\text{ТЕР}}$ - время термической стойкости,

B_K - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость:

$$i_{\text{ПРСКВ}} = i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}} \quad (37)$$

где $i_{\text{ПРСКВ}}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$i_{\text{ДИН}}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

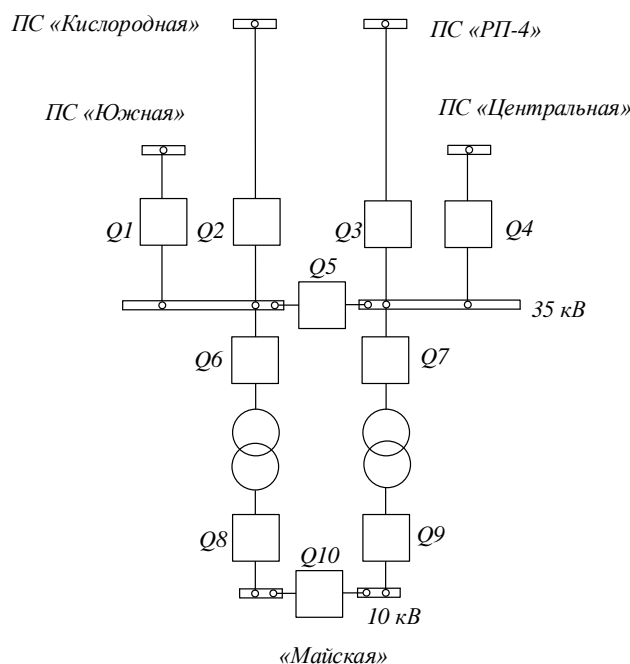


Рисунок 18 – Расположение выключателей на ПС «Майская»

Через выключатели Q1, Q2, Q3, Q4 максимальный рабочий ток соответственно равен максимальным перетокам мощности проходящим по данным линиям.

Для выключателей Q6, Q7 максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\max 5} = 369 \text{ (A)}.$$

Для выключателей Q8, Q9, Q10 максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\max 6} = 1294 \text{ (A)}.$$

Для выключателя Q7 максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\max 3} + I_{\max 4} + I_{\max 5} = 990 \text{ (A)}.$$

Для выключателя Q5 максимальный рабочий ток равен:

$$I_{\max 1} + I_{\max 2} + I_{\max 5} = 747 \text{ (A)}.$$

Для установки в ОРУ 35 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-35-50/1350УХЛ1.

Выключатели серии ВГТ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз (SF6). Данные выключатели состоят из трех полюсов, установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Все

три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрк. Они предназначены для эксплуатации в открытых РУ в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ в районах с умеренным и холодным климатом.



Рисунок 19 – Внешний вид выключателя типа ВГТ-35

Значение B_K можно определить по формуле (на примере расчетной точки №1):

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (T_{ов} + T_a) = 13,46^2 \cdot (0,01 + 0,02 + 0,04) = 12,68 \quad (38)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя.

Принимаем $t_{откл} = 0,04 \text{ с} + t_{ср.рел.защ} = 0,01 \text{ с}$, итого $0,07 \text{ с}$;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, $T_a = 0,02 \text{ с}$.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока К.З.

Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 50 = 28,28 \quad (39)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе; для данного выключателя $\beta_n = 40\%$.

Сравнение справочных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнение справочных и расчетных данных для выключателей 35кВ

Расчетные данные	Условия выбора	Справочные данные
$U_{расч} = 35$ кВ	$U_{расч} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{рmax} = 990$ А	$I_{рmax} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 3150$ А
$i_{уд} = 30,6$ кА	$i_{уд} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 127,5$ кА
$B_K = 12,68$ кА ² с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 7500$ кА ² с
$I_{по} = 13,46$ кА	$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{вкл} = 127,5$ кА
$i_{At} = 11,53$ кА	$I_{по} \leq I_{отк.ном}$	$I_{отк.ном} = 50$ кА
	$i_{At} \leq i_{аном}$	$i_{аном} = 28,28$ кА
	$I_{по} \leq I_{пр.СКВ}$	$I_{пр.СКВ} = 50$ кА

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки в РУ 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-10-31,5/1600У3.

Вакуумные выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в промышленных и сетевых установках, в сетях трехфазного переменного тока с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью частоты 50 и 60 Гц, на номинальное напряжение до 12 кВ.

Вакуумные выключатели ВВЭ-М-10-31,5 устанавливаются в ячейки типа К-104М, КМ-1Ф, К-49, К-59, К-63, К-204, КМ1, КВ1.

Интеграл Джоуля:

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (T_{об} + T_a) = 7,43^2 \cdot (0,01 + 0,05 + 0,075) = 7,452$$

t откл – время отключения выключателя, принимаем totкл= 0,075 с

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 31,5 = 17,82$$

Таблица 19 – Сравнение справочных и расчетных данных для выключателей 10кВ

Расчетные данные	Условия выбора	Справочных данные
$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{рmax} = 1294 \text{ А}$	$I_{рmax} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_{уд} = 19,08 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 7,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$
$I_{по} = 7,43 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$	$I_{вкл} = 80 \text{ кА}$
$i_{At} = 8,57 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{отк.ном}$	$I_{отк.ном} = 31,5 \text{ кА}$
	$i_{At} \leq i_{аном}$	$i_{аном} = 17,82 \text{ кА}$
	$I_{по} \leq I_{пр.СКВ}$	$I_{пр.СКВ} = 31,5 \text{ кА}$

3.2 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (далее - КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели.

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6 –10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Для данного случая рационально принять КРУ серии К-104М.

Шкафы К-104 М предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинального напряжения 6 и 10 кВ в сетях с изолированной нейтралью. Шкаф КРУ К-104 с выкатным элементом состоит из корпуса шкафа с релейным шкафом (стационарной части) и выкатного элемента (тележка для

выключателя). Корпус ячейки КРУ К-104 представляет собой металлическую сборно-сварную конструкцию, включающую (в общем случае) аппаратуру, шторы, заземляющие и блокировочные устройства (токоведущие части), неподвижные электрические контакты главной цепи.

Корпус шкафа КРУ К-104 устанавливается на закладных основаниях, которые укладываются в строительные конструкции распределительного устройства.

Таблица 20 - Основные технические параметры шкафов К-104 М

Номинальное напряжение (линейное), кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ	7,2; 12
Номинальный ток главных цепей, кА	630; 1000; 1600
Номинальный ток сборных шин, кА	630; 1000; 1600; 2000; 3000
Тип выключателя	вакуумный
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Номинальный ток отключения выключателя, кА	8; 12,5; 20; 31,5
Номинальный ток термической стойкости (3с), кА	8; 12,5; 20; 31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	20; 32; 52; 80
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В:	
- постоянного тока	220
- переменного тока	200
Условия обслуживания	двухстороннее
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УЗ
Степень защиты по ГОСТ 14254-80 (при закрытых дверях)	IP 20
Высота над уровнем моря, м	не более 1000
Температура окружающего воздуха, °С	От +40 °С до -25°С

Оборудование, устанавливаемое в шкафах КРУ К-104:

- выключатель масляный или вакуумный (ВВЭ);
- разъединитель РВЗ-10, РВФЗ-10;
- трансформаторы тока ТОЛ-10, ТПЛ-10;
- трансформаторы напряжения НАМИ, НТМИ, НОЛ (6; 10 кВ);
- трансформаторы собственных нужд ОЛС (6; 10 кВ), ТМ от 25 кВА;
- релейные защиты на базе электромеханических реле;
- микропроцессорные блоки защиты типа Орион, Сириус, Темп;
- приборы учета электроэнергии, КИП;
- ограничители перенапряжения ОПН, разрядники РВО.

По основным техническим характеристикам КРУ можно сделать вывод, что выключатель был выбран правильно.

3.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на отключающую способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей, находящихся под током.

Выбор разъединителей 35 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-35/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А[14].

Таблица 21 - Сравнение справочных и расчетных данных для разъединителей 35 кВ.

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{расч}$	$U_{расч} = 35 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{pmax}$	$I_{pmax} = 990 \text{ А}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 30,6 \text{ кА}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$	$B_k = 12,68 \text{ кА}^2\text{с}$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 625 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_k$	$B_k = 12,68 \text{ кА}^2\text{с}$

Как видно из анализа результатов, разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи:

- при $U_n \geq 110$ кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при $U_n \leq 35$ кВ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности[13].

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}}$$

(40)

Сопротивление контактов принимается равным $r_k = 0,1$ Ом.
 Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{l}{S_{\text{min}} \cdot \gamma}$$

(41)

где $\gamma = 32$ м/ (Ом·мм²) – удельное сопротивление алюминия;

l - длина соединительных проводов; для РУ 35 кВ подстанции принимается - 60-75 м, для РУ 10 кВ - 6 м ;

S_{min} - сечение соединительного провода, $S_{\text{min}} = 4$ мм².

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (35 кВ):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{60}{4 \cdot 32} = 0,468 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{6}{4 \cdot 32} = 0,047$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2}$$

(42)

где $S_{\text{ПР}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5$ А.

Для измерений необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс DELTA+ фирмы АВВ. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12

Счетчик РЭ		
------------	--	--

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-37	0,5
Варметр	Д-365	0,5
Счетчик АЭ	DELTA+	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 35 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{25} = 0,025 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{25} = 0,065 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,025 + 0,47 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,047 + 0,065 + 0,1 = 0,212 \text{ (Ом)}$$

Выберем трансформатор тока на стороне высокого напряжения

На стороне ВН выбираем трансформатор тока ТФЗМ –35А-ХЛ1.

Таблица 24 – Сопоставление справочных и расчетных данных для трансформаторов тока на 35 кВ ($I_{\text{P}} = 990$ А).

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{H}} = 35$ кВ	$U_{\text{H}} = 35$ кВ	$U_{\text{P}} \leq U_{\text{H}}$
$I_{\text{H}} = 1000$ А	$I_{\text{P}} = 990$ А	$I_{\text{P}} \leq I_{\text{H}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2$ Ом	$Z_2 = 0,59$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 134$ кА	$i_{\text{УД}} = 30,6$ кА	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} = 3072$ кА ² с	$B_{\text{K}} = 12,68$ кА ² с	$I^2_{\text{T}} \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{K}}$

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. В связи с чем, мы предлагаем на стороне ВН установить ТТ марки ТФЗМ с разным номинальным током, чтоб избежать больших погрешностей.

Ранее выбранный трансформатор тока подходит для ТТ находящегося рядом с секционным выключателем.

На подходящей к РУ ВЛ «Южная-Майская» устанавливаем ТФЗМ-35А-200-ХЛ1.

Таблица 25 – Сопоставление справочных и расчетных данных для трансформаторов тока на 35 кВ ($I_p = 170$ А)

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200$ А	$I_p = 170$ А	$I_p \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2$ Ом	$Z_2 = 0,59$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 42$ кА	$i_{уд} = 30,6$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 108$ кА ² с	$V_k = 12,68$ кА ² с	$I^2_T \cdot t_T \geq V_k$

На подходящей к РУ ВЛ «Кислородная-Майская», ВЛ «РП-4-Майская» устанавливаем ТФЗМ-35А-300-ХЛ1:

Таблица 26 – Сопоставление справочных и расчетных данных для трансформаторов тока на 35 кВ ($I_p = 243$ А)

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 300$ А	$I_p = 243$ А	$I_p \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2$ Ом	$Z_2 = 0,59$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 63$ кА	$i_{уд} = 30,6$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 300$ кА ² с	$V_k = 12,68$ кА ² с	$I^2_T \cdot t_T \geq V_k$

На подходящей к РУ ВЛ «Центральная-Майская», а также ТТ после выключателей Q6, Q7 устанавливаем ТФЗМ-35А-400-ХЛ1:

Таблица 27 – Сопоставление справочных и расчетных данных для трансформаторов тока на 35 кВ ($I_p = 378$ А)

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 378 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,59 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 84 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 507 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,68 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТОЛ-10-У2 с номинальным током первичной обмотки 1500 А.

Сравнение параметров приведено в таблице 28.

Таблица 28 - Сравнение справочных и расчетных данных для трансформаторов тока на 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 1294 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,212 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,08 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 7,45 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются [13]:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме «открытый треугольник».

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10 кВ) устанавливаются 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НТМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 30 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	Потребляемая мощность, В·А	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Вольтметр	Э-350	3	2	6
Вольтметр регистрирующий	Н-394	3	2	6

$S_p=12$ ВА. Принимаем на стороне 35 кВ трансформатор напряжения типа: ЗНОМ-35-72УХЛ1.

Для схемы с двумя НОМ S_H принимается удвоенная мощность одного НОМ.

Таблица 31 - Сопоставление справочных и расчетных данных для трансформаторов напряжения 35кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 35$ кВ	$U_H = 35$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 300$ ВА	$S_p = 12$ ВА	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НТМИ – 10-66 У3. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 32.

Таблица 32 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	Потребляемая мощность, В·А	Число приборов	S_{Σ} , ВА
Вольтметр	Э-350	3	2	6

$S_p=6$ ВА

Таблица 33 - Сопоставление справочных и расчетных данных для трансформатора напряжения 10кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 120$ ВА	$S_p = 6$ ВА	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов, выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.6 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован.

Главным обстоятельством, определяющим безаварийную работу ограничителей, является длительное допустимое рабочее напряжение на аппарате.

Одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока I_p , допустимого через варисторы упомянутых защитных аппаратов. При значениях тока больше допустимого I_p для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности.

Выбор ОПН производят исходя из назначения, конструктивного исполнения (для внутренней или наружной установки), требуемого уровня ограничения перенапряжений, а также схемы сети и ее параметров (наибольшего рабочего напряжения сети, способа заземления нейтрали, величины емкостного тока замыкания на землю и степени его компенсации, длительности существования однофазного или трехфазного замыкания на землю и т.д.).

В сетях 3-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным или больше наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения по ГОСТ 1516.3-96.

Для номинального напряжения электрической сети 10 кВ наибольшее длительно допустимое напряжение 11,5 кВ.

Для номинального напряжения электрической сети 35 кВ наибольшее длительно допустимое напряжение 40,5 кВ.

Вторичные условия выбора ОПН: $I_{ном.p} \geq I_{p.c.max}$, где $I_{ном.p}$ – номинальный разрядный ток, $I_{p.c.max}$ – наибольший расчетный ток сети.

Для ОПН в большинстве случаев нормируется величина тока срабатывания противозрывного устройства. При таком токе не происходит взрывного разрушения крышки ОПН при его внутреннем повреждении. В противном случае осколки крышки, а в ряде случаев варисторы, могут

повредить оборудование. При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения тока трехфазного КЗ, определенного для данного РУ.

Осуществляем выбор: на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35/45-УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Основные характеристики ОПН для 35кВ

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
35	35	45	10	40

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН –1- 10/12,7-УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ (см. таблица 35).

Таблица 35 – Основные характеристики ОПН для 10кВ

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
10	10	12,7	5	10

Произведем проверку выбранных ОПН.

По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети ($U_{нрс}$), нормируемому ГОСТ 1516.3-96:

$$45 \geq 40,5 \text{ кВ} \text{ – для } 35 \text{ кВ}$$

$$12,7 \geq 11,5 \text{ кВ} \text{ – для } 10 \text{ кВ}$$

По номинальному разрядному току:

$$10 \geq 0,99 \text{ кА} \text{ – для } 35 \text{ кВ}$$

$$5 \geq 1,294 \text{ кА} \text{ – для } 10 \text{ кВ}$$

Вывод: ОПН для 35 кВ и 10 кВ выбраны верно.

3.7 Выбор и проверка сборных шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Майская». Максимальный рабочий ток составляет 1294 А.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины марки АДО прямоугольного сечения 60×8 мм с длительно допустимым током равным 1355 А.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \text{ (мм}^2\text{)} \quad (43)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия равен 91.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{7,45 \cdot 10^6}}{91} = 29,99 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$q_{\min} < S.$$

Следовательно, шины термически стойки.

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}}$$

(44)

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Шины располагаются плашмя. Момент инерции горизонтально расположенных жестких шин определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (45)$$

$$J = 0,8 \cdot 6^3 \frac{1}{12} = 14,4 \text{ (см}^3 \times \text{см)}$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{14,4}{4,8}} = 1,22 \text{ (м)}$$

Согласно расчета длина пролета между опорными изоляторами должна быть не менее 1,22 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \text{ (Н/м)} \quad (46)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,3(м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19089^2}{0,3} = 210,39 \text{ (Н/м)}$$

Определяем момент сопротивления по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \text{ (см}^3) \quad (47)$$

$$W = 0,8 \cdot 6^2 \frac{1}{6} = 4,8 \text{ (см}^3)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{10 \cdot W \cdot a} \text{ (МПа)} \quad (48)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{19,089^2 \cdot 1,22^2}{10 \cdot 4,8 \cdot 0,3} = 12,69 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 12,69 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно, данное сечение оставляем. Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $12,69 < 40$ МПа.

Таблица 36 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 1294$ А $\sigma_{расч} = 12,69$ МПа $q_{min} = 29,99$ мм ²	$I_{доп} = 1355$ А $\sigma_{доп} = 40$ МПа $q = 480$ мм ²	$I_{доп} \geq I_{max}$ $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{min}$

Проводим выбор жестких шин на высокого напряжения подстанции «Майская». Максимальный рабочий ток составляет 990 А.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины марки АДО прямоугольного сечения 80×6 мм с длительно допустимым током равным 1150 А.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \text{ (мм}^2\text{)} \quad (49)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C - коэффициент для алюминия равен 91.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{12,68 \cdot 10^6}}{91} = 39,13 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$q_{min} < S.$$

Следовательно, шины термически стойки.

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{J}} \quad (50)$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см²)

Шины располагаются плашмя. Момент инерции горизонтально расположенных жестких шин определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (51)$$

$$J = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см})$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}} = 1,41 \quad (\text{м})$$

Согласно расчета длина пролета между опорными изоляторами должна быть не менее 1,41 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \quad (\text{Н/м}) \quad (52)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4(м).

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{30600^2}{0,4} = 404,98 \quad (\text{Н/м})$$

Определяем момент сопротивления по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (\text{см}^3) \quad (53)$$

$$W = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{10 \cdot W \cdot a} \quad (\text{МПа}) \quad (54)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{30600^2 \cdot 1,44^2}{10 \cdot 4,8 \cdot 0,4} = 12,58 \quad (\text{МПа})$$

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 12,58 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно данное сечение оставляем. Шины механически прочны, если $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, т. е. $12,58 < 40$ МПа.

Таблица 37 – Выбор жёстких шин 35 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{max} = 990$ А	$I_{доп} = 1150$ А	$I_{доп} \geq I_{max}$
$\sigma_{расч} = 12,58$ МПа	$\sigma_{доп} = 40$ МПа	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$q_{min} = 39,13$ мм ²	$q = 480$ мм ²	$q \geq q_{min}$

3.8 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются и по номинальному току.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие:

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}, \quad (55)$$

При выборе по напряжению должно соблюдаться условие:

$$U_{из.ном} \geq U_{уст.ном}, \quad (56)$$

Выбираем опорные стержневые изоляторы на стороне ВН С4 – 200 – 35–УХЛ1:

$$F_{разр} = 4000 \text{ Н}$$

Проверка на механическую прочность.

Максимальная сила действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (57)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 30600^2 \cdot 1,41}{0,4} \cdot 10^{-7} = 571 \text{ Н};$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н}$$

Таблица 38 – Выбор опорных изоляторов на 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 571 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбираем опорные изоляторы на стороне НН ИО – 10 – 3,75УЗ:

$$F_{разр} = 3750 \text{ Н}$$

Проверка на механическую прочность.

Максимальная сила действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (58)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 19089^2 \cdot 1,22}{0,3} \cdot 10^{-7} = 256,36 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Таблица 39 – Выбор опорных изоляторов на 10кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 256,36 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбранные изоляторы удовлетворяет условиям отбора, и могут быть приняты к установке.

3.9 Выбор трансформатора собственных нужд (ТСН)

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи (15 кВт), система связи, телемеханики (10 кВт), система охлаждения трансформаторов (1,5 кВт), подогрев (0,6 кВт), освещение (60 кВт), система пожаротушения, вентиляция (5,5 кВт), отопление (40 кВт).

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}; \quad (59)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности загрузки;

$P_{уст} = 140$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность с. н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{140}{0,85} = 131,76 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{тр} = \frac{S_{расч}}{k_z \cdot N_{тр}} \text{ (кВА)}$$

$N_{тр}$ – количество трансформаторов на подстанции равно 2 (по одному на каждую секцию шин);

k_z – оптимальный коэффициент загрузки (0,7).

$$S_{тр} = \frac{131,76}{0,7 \cdot 2} = 94,11 \text{ (кВА)}$$

Принимаем два трансформатора типа ТМ 100/10-У3. Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА.

4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Расчет режимов работы сети проводится для определения всех параметров, в процессе эксплуатации существующей и новой сети, включающих такие как: отклонение напряжения, потери мощности, токовые нагрузки в сечениях и т.д.

Расчет проводится в программном комплексе Rastr Win3.

Данные по узлам в режиме максимума, минимума и послеаварийный режим представлены в таблицах 40, 41, 42.

Параметры режимов работы в графической форме представлены на рисунках 20, 21, 22.

Таблица 40 – Данные по узлам в максимальном режиме работы новой сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
1	ПС Ванино 220 кВ	220	-	-	220	-
2	ПС Ванино СН АТ-125	110	-	-	116,75	0,71
3	ПС Ванино НН АТ-125	10	-	-	10,12	0,71
4	ПС Ванино СН-1 Т-40	35	-	-	37,17	-2
5	ПС Ванино СН-2 Т-40	35	-	-	37,17	-2
6	ПС Ванино НН-1 Т-40	10	4,4	1,5	10,42	-2,43
7	ПС Ванино НН-2 Т-40	10	-	-	10,65	-2,02
8	ПС Токи	35	1	0,5	37,09	-2,07
9	ПС Терминал	35	3	1,2	37,07	-2,11
10	ПС Монгохто	35	2,2	1,1	36,79	-2,4
11	ПС Тишкино ВН-1	35	4	1,6	36,91	-2,3
12	ПС Тишкино ВН-2	35	4	1,6	36,91	-2,3
13	ПС Южная ВН-1	35	-	-	35,88	-3,56
14	ПС Южная ВН-2	35	-	-	35,88	-3,56
15	ПС Южная НН-1	10	1,8	0,7	10,53	-5,35
16	ПС Южная НН-2	10	0,3	0,1	10,68	-3,86
17	ПС Лесозаводская	35	0,2	0,1	35,79	-3,69
18	ПС РП-4 ВН-1	35	-	-	35,27	-4,5
19	ПС РП-4 ВН-2	35	-	-	35,27	-4,5
20	ПС РП-4 НН-1	10	3,3	1,3	10,59	-6,67
21	ПС РП-4 НН-2	10	4,2	1,7	10,47	-6,42
22	ПС РП-1	35	0,5	0,2	35,37	-4,44
23	ПС Майская ВН-1	35	-	-	35,29	-4,6
Продолжение таблицы 40						
24	ПС Майская ВН-2	35	-	-	35,29	-4,6
25	ПС Майская НН-1	10	9,8	3,9	10,55	-8,43
26	ПС Майская НН-2	10	9,8	3,9	10,55	-8,5
27	ПС Кислородная ВН-1	35	-	-	35,16	-4,82
28	ПС Кислородная ВН-2	35	-	-	35,16	-4,82
29	ПС Кислородная НН-1	10	-	-	10,58	-4,82
30	ПС Кислородная	10	3,9	1,9	10,57	-6,32

	НН-2					
31	ПС Городская	35	3,3	1,3	35,28	-4,73
32	ПС Центральная ВН-1	35	-	-	35,6	-4,43
33	ПС Центральная ВН-2	35	-	-	35,6	-4,43
34	ПС Центральная НН-1	10	-	-	10,56	-4,43
35	ПС Центральная НН-2	10	8,8	4,6	10,6	-7,86
36	ПС Эгге ВН-1	35	8,8	4,4	36,87	-2,95
37	ПС Эгге ВН-2	35	8,8	4,4	36,87	-2,95
38	ПС Эгге НН-1	10	1,3	0,6	10,54	-3,48
39	ПС Эгге НН-2	10	-	-	10,6	-2,95
40	ПС Окоча ВН-1	110	-	-	116,31	2
41	ПС Окоча ВН-2	110	-	-	116,3	2
42	ПС Окоча СН-1	35	8,3	3,3	37	-2,79
43	ПС Окоча СН-2	35	8,3	3,3	37	-2,79
44	ПС Окоча НН-1	10	2,7	1,1	10,55	-3,29
45	ПС Окоча НН-2	10	2,7	1,1	10,59	-3,29
46	ПС Эгге(новая)	110			117,19	2,2
47	ПС Эгге(новая) НН-1	10	3,9	1,6	10,53	-3,66
48	ПС Эгге(новая) НН-2	10	3,9	1,6	10,52	-3,66
49	ПС Восток	35	0,2	0,1	36,8	-2,97
50	Совгаванская ТЭЦ	110	126(Pr)	35,8(Qr)	117,5	2,32

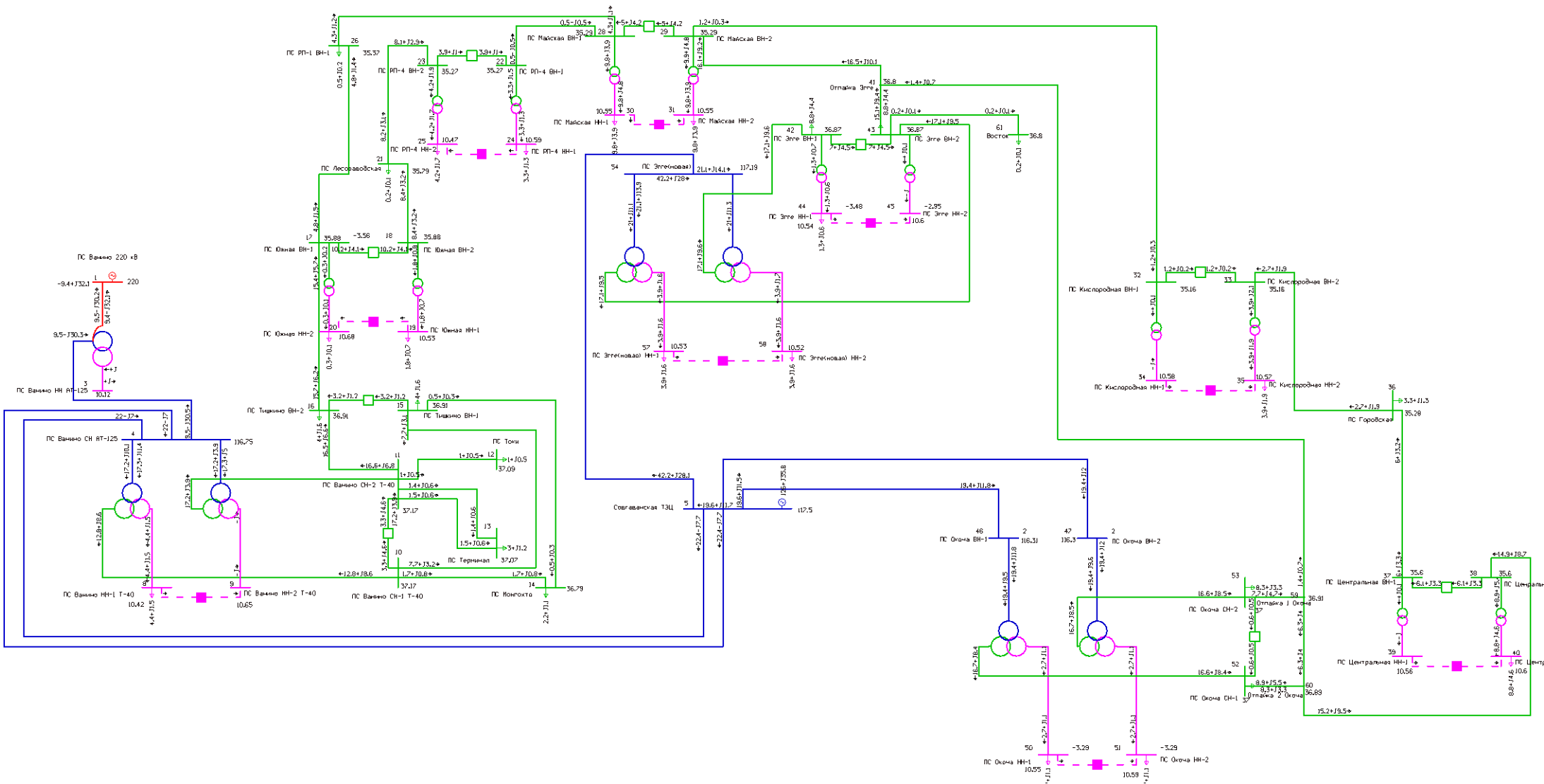


Рисунок 20 – Графика новой электрической сети при максимальном режиме работы

Таблица 41 – Данные по узлам в минимальном режиме работы новой сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
1	ПС Ванино 220 кВ	220	-	-	220	
2	ПС Ванино СН АТ-125	110	-	-	110,7	1,55
3	ПС Ванино НН АТ-125	10	-	-	10,2	1,96
4	ПС Ванино СН-1 Т-40	35	-	-	35,18	-0,7
5	ПС Ванино СН-2 Т-40	35	-	-	35,18	-0,7
6	ПС Ванино НН-1 Т-40	10	3,7	1,5	10,01	-1,09
7	ПС Ванино НН-2 Т-40	10	-	-	10,1	-0,71
8	ПС Токи	35	0,9	0,4	35,11	-0,76
9	ПС Терминал	35	2,6	1,0	35,09	-0,80
10	ПС Монгохто	35	1,9	0,7	34,88	-1,08
11	ПС Тишкино ВН-1	35	3,4	1,4	34,99	-0,97
12	ПС Тишкино ВН-2	35	3,4	1,4	34,99	-0,97
13	ПС Южная ВН-1	35	-	-	34,31	-2,04
14	ПС Южная ВН-2	35	-	-	34,31	-2,04
15	ПС Южная НН-1	10	1,5	0,6	10,34	-3,70
16	ПС Южная НН-2	10	0,3	0,1	10,48	-2,32
17	ПС Лесозаводская	35	0,2	0,1	34,25	-2,15
18	ПС РП-4 ВН-1	35	-	-	33,90	-2,82
19	ПС РП-4 ВН-2	35	-	-	33,9	-2,82
20	ПС РП-4 НН-1	10	2,8	1,1	10,46	-4,80
21	ПС РП-4 НН-2	10	3,6	1,4	10,08	-4,59
22	ПС РП-1	35	0,4	0,2	34,07	-2,72
23	ПС Майская ВН-1	35	-	-	34,04	-2,84
24	ПС Майская ВН-2	35	-	-	34,04	-2,84
25	ПС Майская НН-1	10	8,3	3,3	10,07	-6,33
26	ПС Майская НН-2	10	8,3	3,3	10,07	-6,38
27	ПС Кислородная ВН-1	35	-	-	34,05	-2,93
28	ПС Кислородная ВН-2	35	-	-	34,05	-2,93
29	ПС Кислородная НН-1	10	-	-	10,10	-2,93
30	ПС Кислородная НН-2	10	2,8	1,4	10,12	-4,08
31	ПС Городская	35	2,8	1,1	34,17	-2,84
32	ПС Центральная ВН-1	35	-	-	34,46	-2,56
33	ПС Центральная ВН-2	35	-	-	34,46	-2,56
34	ПС Центральная НН-1	10	-	-	10,07	-2,56
35	ПС Центральная НН-2	10	7,5	3,8	10,17	-5,67
36	ПС Эгге ВН-1	35	7,5	3,0	35,62	-1,24
37	ПС Эгге ВН-2	35	7,5	3,0	35,62	-1,24
38	ПС Эгге НН-1	10	1,1	0,6	10,06	-1,72
39	ПС Эгге НН-2	10	-	-	10,11	-1,24
40	ПС Окоча ВН-1	110	-	-	110,94	3,51
41	ПС Окоча ВН-2	110	-	-	110,94	3,51
42	ПС Окоча СН-1	35	2,3	0,9	35,71	-1,02
43	ПС Окоча СН-2	35	2,3	0,9	35,71	-1,02
44	ПС Окоча НН-1	10	7,1	2,8	10,01	-1,49
45	ПС Окоча НН-2	10	7,1	2,8	10,01	-1,49
46	ПС Эгге(новая)	110	-	-	111,72	3,70
47	ПС Эгге(новая) НН-1	10	3,3	1,3	10	-1,91
48	ПС Эгге(новая) НН-2	10	3,3	1,3	10,03	-1,89
49	ПС Восток	35	0,2	0,1	35,55	-1,26
50	Совгаванская ТЭЦ	110	126(Pr)	29,4(Qr)	112	3,82

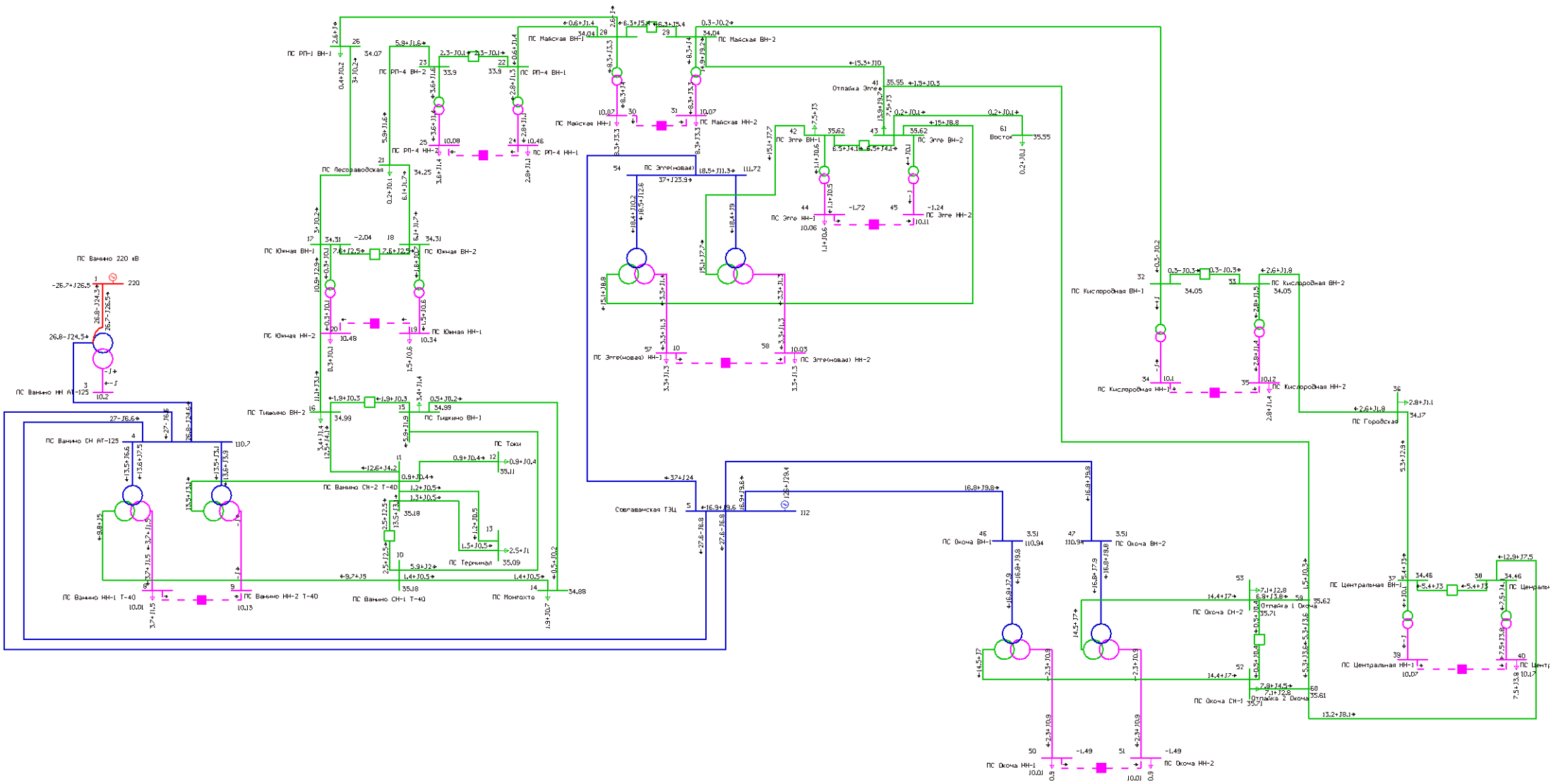


Рисунок 21 – Графика новой электрической сети при минимальном режиме работы

Выполнив анализ по токовой нагрузке ЛЭП, мы пришли к выводу, что самая загруженная линия в сети от Майская-отпайка от ПС Эгге. Ее коэффициент загрузки линии равен 54,1%. Обрываем данную линию для анализа послеаварийного режима.

Таблица 42 – Данные по узлам в послеаварийном режиме работы новой сети

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Pнаг (МВт)	Qнаг (Мвар)	U (кВ)	dU (град)
1	ПС Ванино 220 кВ	220	-	-	220	-
2	ПС Ванино СН АТ-125	110	-	-	115,73	0,49
3	ПС Ванино НН АТ-125	10	-	-	10	0,59
4	ПС Ванино СН-1 Т-40	35	-	-	36,81	-2,94
5	ПС Ванино СН-2 Т-40	35	-	-	36,81	-2,94
6	ПС Ванино НН-1 Т-40	10	4,4	1,5	10,17	-3,4
7	ПС Ванино НН-2 Т-40	10	-	-	10,29	-2,98
8	ПС Токи	35	1	0,5	36,73	-3,01
9	ПС Терминал	35	3	1,2	36,71	-3,05
10	ПС Монгохто	35	2,2	1,1	36,34	-3,39
11	ПС Тишкино ВН-1	35	4	1,6	36,39	-3,33
12	ПС Тишкино ВН-2	35	4	1,6	36,39	-3,33
13	ПС Южная ВН-1	35	-	-	34,38	-5,21
14	ПС Южная ВН-2	35	-	-	34,38	-5,21
15	ПС Южная НН-1	10	1,8	0,7	10,34	-7,16
16	ПС Южная НН-2	10	0,3	0,1	10,50	-5,54
17	ПС Лесозаводская	35	0,2	0,1	34,22	-5,42
18	ПС РП-4 ВН-1	35	-	-	33,23	-6,69
19	ПС РП-4 ВН-2	35	-	-	33,23	-6,68
20	ПС РП-4 НН-1	10	3,3	1,3	10,46	-9,14
21	ПС РП-4 НН-2	10	4,2	1,7	10,32	-8,86
22	ПС РП-1	35	0,5	0,2	33,03	-6,90
23	ПС Майская ВН-1	35	-	-	32,79	-7,22
24	ПС Майская ВН-2	35	-	-	32,79	-7,22
25	ПС Майская НН-1	10	9,8	3,9	10,01	-11,69

Продолжение таблицы 42

26	ПС Майская НН-2	10	9,8	3,9	10,01	-11,78
27	ПС Кислородная ВН-1	35	-	-	33,67	-6,21
28	ПС Кислородная ВН-2	35	-	-	33,67	-6,21
29	ПС Кислородная НН-1	10	-	-	10,13	-6,21
30	ПС Кислородная НН-2	10	3,9	1,9	10,10	-7,85
31	ПС Городская	35	3,3	1,3	34,07	-5,79
32	ПС Центральная ВН-1	35	-	-	34,76	-5,06
33	ПС Центральная ВН-2	35	-	-	34,76	-5,06
34	ПС Центральная НН-1	10	-	-	10,31	-5,06
35	ПС Центральная НН-2	10	8,8	4,6	10,33	-8,66
36	ПС Эгге ВН-1	35	8,8	4,4	37,32	-1,80
37	ПС Эгге ВН-2	35	8,8	4,4	37,32	-1,80
38	ПС Эгге НН-1	10	1,3	0,6	10,40	-2,31
39	ПС Эгге НН-2	10	-	-	10,45	-1,80
40	ПС Окоча ВН-1	110	-	-	115,81	2,18
41	ПС Окоча ВН-2	110	-	-	115,81	2,18
42	ПС Окоча СН-1	35	8,3	3,3	36,81	-2,53
43	ПС Окоча СН-2	35	8,3	3,3	36,81	-2,53
44	ПС Окоча НН-1	10	2,7	1,1	10,50	-3,04
45	ПС Окоча НН-2	10	2,7	1,1	10,53	-3,04
46	ПС Эгге(новая)	110	-	-	116,77	2,39
47	ПС Эгге(новая) НН-1	10	3,9	1,6	10,66	-22,47
48	ПС Эгге(новая) НН-2	10	3,9	1,6	10,64	-2,48
49	ПС Восток	35	0,2	0,1	37,25	-1,82
50	Совгаванская ТЭЦ	110	126(Рг)	35,8(Qг)	117	2,49

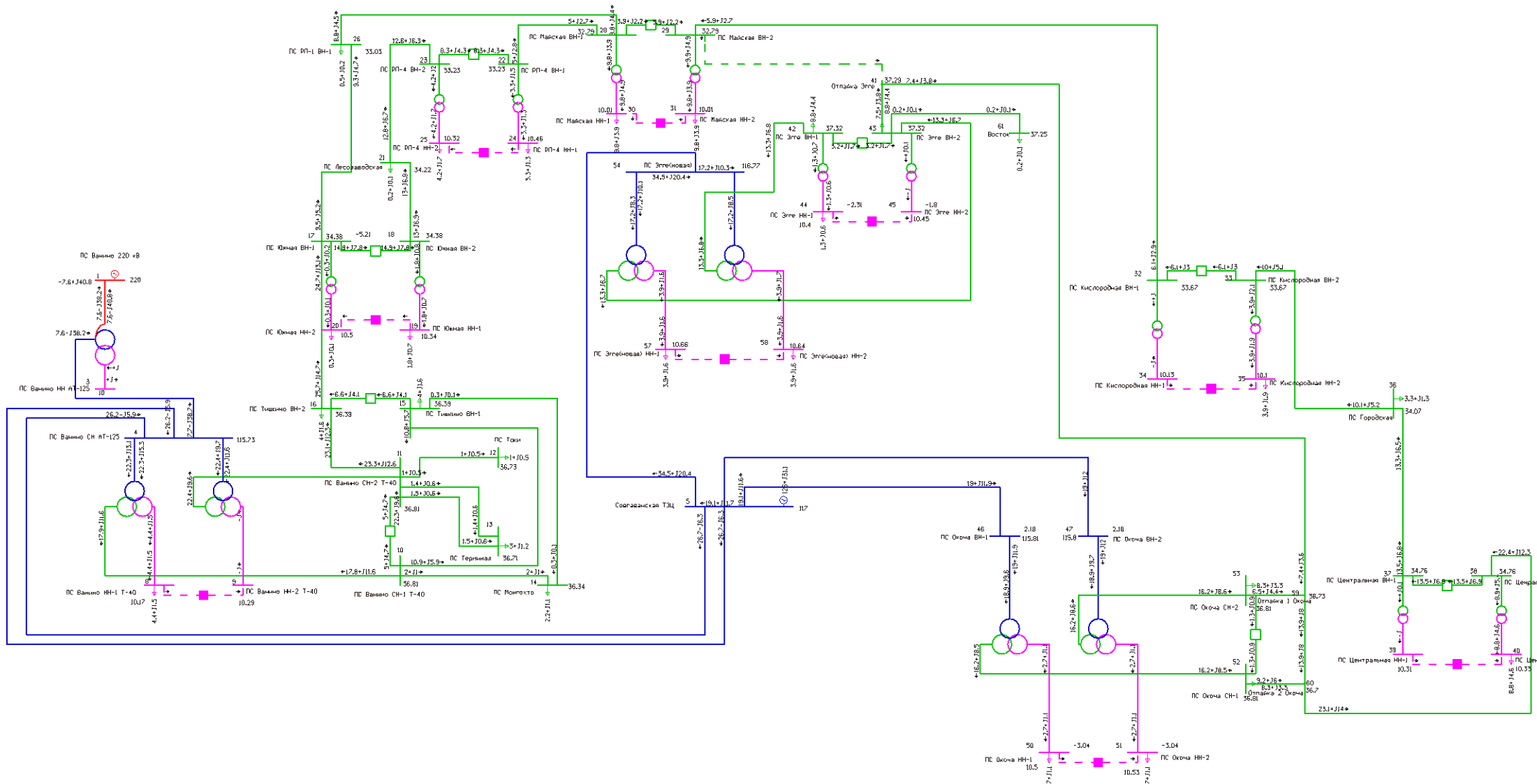


Рисунок 22 – Графика новой электрической сети в послеаварийном режиме

Анализ данных режимов работы новой сети показывает, что, отклонение напряжения в узлах по всех режимах работы, в том числе послеаварийном не превышает требования ГОСТ 32.144-2013, устройства регулирования напряжения под нагрузкой и ПБВ позволяют установить требуемые значения напряжений, которые нормируются согласно ПУЭ и должны составлять 1,05-1,1 от номинального напряжения в период наибольших нагрузок и равны номинальному напряжению в период минимальных нагрузок[19].

При введении в эксплуатацию Совгаванской ТЭЦ, строительстве двух новых подстанций более высокого напряжения и замене, устаревшей Майской ГРЭС на новую трансформаторную подстанцию:

- ✓ существенно повышается надежность электроснабжения всего района электрических сетей;
- ✓ потери электроэнергии уменьшаются более чем в 2,5 раза;
- ✓ потери по активной мощности составят 2,96%, а в существующем режиме 7,59%.

Отключение наиболее загруженной ВЛ 35 кВ «Майская» – «Отпайка от ПС Эгге» не приведет к существенному изменению режима работы сети, отклонения напряжений не превышают допустимых значений.

По существующему нормальному режиму сети и послеаварийному новому можно прийти к выводу, что сечение линии «Тишкино»-«Южная» необходимо увеличить, так как линия загружена практически до допустимого предела.

Подробный расчет режимов работы приведен в приложении Б и в графической части проекта.

5 РАЗРАБОТКА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС «МАЙСКАЯ»

5.1 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний [19].

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности.

Защиту ОРУ выполним стержневыми отдельностоящими молниеотводами. Высота молниеотвода отдельностоящего – 19 метров.

Рассчитаем в качестве примера зоны защиты для молниеотводов 1–2.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном L , изображена на рисунке 23.

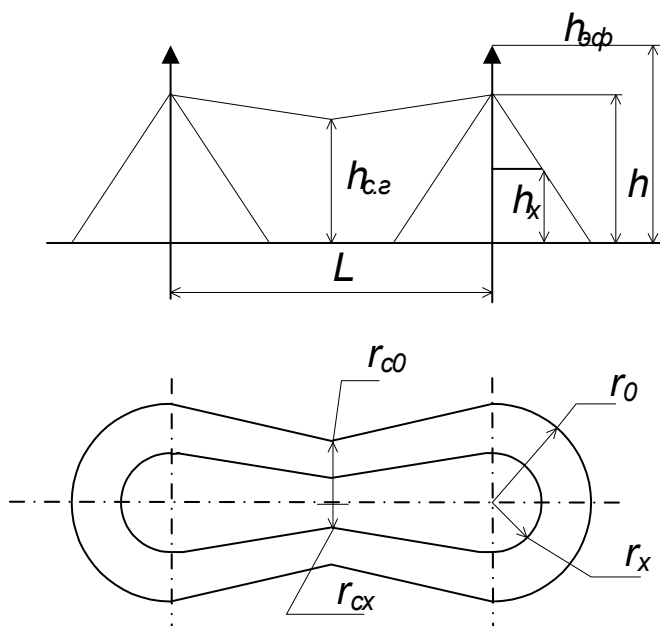


Рисунок 23 – Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h$$

(60)

Где h – высота молниеотвода (25 м)

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 25 = 21,25$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25$$

(61)

Расстояние между молниеотводами $L_{1-2} = 26$ м отвечает условию $h_l < L_{1-2} \leq 2 \cdot h_l$, поэтому половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами:

$$r_{c0} = r_0 = 26,25$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right); \quad (62)$$

$$r_x = 26,25 \cdot \left(1 - \frac{11}{21,25} \right) = 12,66 \text{ м.}$$

где h_x – высота защищаемого объекта составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{c.2} = h_{\text{эф}} - (0,017 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h);$$

$$h_{c.2} = 21,25 - (0,017 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (26 - 25) = 21,22 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте, равной высоте первого защищаемого объекта $h_{x.1} = 11$ м:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{c.2} - h_{x.1}}{h_{c.2}} \right); \quad (63)$$

$$r_{cx} = 26,25 \cdot \left(\frac{21,22 - 11}{21,22} \right) = 12,6 \text{ м.}$$

Расчеты для остальных пар молниеотводов ведутся аналогично.

Таблица 43 – Параметры зон защиты стержневых молниеотводов

Параметры зоны защиты молниеотводов, м	Молниеотводы 1-2, 2-3
L_M	26
h	25
$h_{эф}$	21,25
$h_{с.з}$	21,22
h_x	11
r_0	26,25
$r_{с0}$	26,26
r_{cx}	12,6
r_x	12,66

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части дипломного проекта.

5.2 Конструктивное исполнение заземления и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Майская» 25,55×33,1 (м)

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя)[4].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

$$S = (25,55 + 2 \cdot 1,5) \cdot (33,1 + 2 \cdot 1,5) = 1030,66 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A – длина ПС (м),

B – ширина ПС (м).

Принимаем диаметр вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков равным:

$$d = 20_{\text{мм}};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

Сечение вертикальных электродов:

$$F_{\text{М.П.}} = \pi \cdot R^2 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{М.П.}} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{TC}} = \sqrt{\frac{I_{\text{M}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{60000^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 292,77 \text{ (мм}^2\text{)}$$

(65)

где $I_{\text{M}} = 60$ кА – значение тока молнии

T - предельное время работы защиты 0,2 (сек)

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{\text{CP}} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0$$

где $T = 240$ мес.- время использования заземлителя за 20 лет

где a_3, a_2, a_1, a_0 - вспомогательные коэффициенты

$$S_{\text{cp}} = 0,1 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}})$$

$$F_{\text{КОР}} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (20 + 0,1) = 6,31 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{М.П.}} \geq F_{\text{min}} = F_{\text{КОР}} + F_{\text{Т.С.}} \text{ (мм}^2\text{)} \quad (108)$$

$$F_{\text{М.П.}} = 314 \geq F_{\text{min}} = 299,08 \text{ (мм}^2\text{)} \text{ , то принимаем } d = 20_{\text{мм}} \text{ .}$$

Для 3 климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта $H = 1,8_{\text{м}}$.

Принимаем первоначально расстояние между полосами сетки $l_{nn} = 5$ (м)

Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) \quad (\text{м})$$

$$L_n = \frac{(33,1+3)}{5} \cdot (25,55+3) + \frac{(25,55+3)}{5} \cdot (33,1+3) = 412,26 \quad (\text{м})$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}}$$

(66)

$$m = \frac{412,26}{2 \cdot \sqrt{845,7}} = 7,1$$

Принимаем число ячеек: $m = 7$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{845,7}}{7} = 4,15 \quad (\text{м})$$

(67)

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot \sqrt{845,7} \cdot (7+1) = 465,3 \quad (\text{м})$$

(68)

Длину вертикальных электродов рекомендуется брать в пределах 3–10 м. Устанавливаются они по периметру контура заземления в узлах сетки. Шаг сетки контура заземления рекомендуется принимать в пределах 5 – 10 м.

Принимаем: $l_B = 5$ м - длина вертикального электрода. В этом случае вертикальные электроды будут находиться в слое грунта, что позволит обеспечить $\rho = const$.

$a = 8$ (м) - расстояние между вертикальными электродами.

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}$$

(69)

$$n_6 = \frac{4 \cdot \sqrt{845,7}}{8} = 14,54$$

Принимаем: $n_6 = 15$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho_{\text{экв}} \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_6 \cdot n_6} \right) \text{ (Ом)} \quad (70)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта

A_{min} - коэффициент подобия зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{845,7}} = 0,17$$

Принимаем: $A_{\text{min}} = 0,37$.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{I\text{э}}}{\frac{h_2}{\rho_2} + \frac{h_1}{\rho_1}}, \quad (126)$$

где $h_{I\text{э}}$ - глубина заложения заземлителя, $h_{I\text{э}} = 5$ м;

ρ_1 - соответственно удельное сопротивление толщина верхнего слоя грунта (суглинок), $\rho_1 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

h_1 - толщина верхнего слоя грунта, $h_1 = 4$ м;

ρ_2 - соответственно удельное сопротивление толщина нижнего слоя грунта (глины), $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

h_2 - толщина верхнего слоя грунта, $h_2 = 6$ м.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5}{\frac{6}{60} + \frac{4}{120}} = 37 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_C = 37 \cdot \left(0,33 \cdot \frac{1}{\sqrt{845,7}} + \frac{1}{465,3 + 5 \cdot 15} \right) = 0,44$$

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (71)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{845,7}}{(37 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,07$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \text{ (Ом)} \quad (72)$$

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,44 \cdot 1,07 = 0,47 \text{ (Ом)}$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

Сопротивление не превышает максимального значения.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Релейная защита ВЛ «Майская»-«Кислородная»

В данном разделе рассматривается расчет защит, устанавливаемых на ВЛ «Майская» – «Кислородная». На линии устанавливается в качестве основной дистанционная защита и ТЗНП для защиты от однофазных замыканий, в качестве резервной – ненаправленную токовую отсечку.

Но так как сеть 35 кВ выполнена с изолированной нейтралью ТЗНП не устанавливается.

6.1.1 Дистанционная защита ВЛ

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, то есть являются минимальными.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени[6].

При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Предварительно в зависимости от марки провода определяется полное комплексное сопротивление линии:

$$Z_n = (r + jx) = 2,74 + j4,55 \text{ Ом}, \quad (73)$$

$$|Z_n| = 5,311 \text{ Ом}.$$

Уставка срабатывания первой ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приёмной подстанции:

$$Z_{c.з}^I = k_3 \cdot Z_n \quad (74)$$

$$Z_{c.з}^I = 0,85 \cdot 5,311 = 4,51 \text{ Ом},$$

где $k_3 = 0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения, $k_3 = 0,85$.

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{c.з.}^I = 0$ с.

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1) согласование по чувствительности с первой ступенью защиты смежной линии:

$$Z_{c.з}^{II} = 0,85 \cdot (Z_n + k'_3 \cdot Z_n^I), \quad (75)$$

$$Z_{c.з}^{II} = 0,85 \cdot (5,311 + 0,78 \cdot 4,51) = 7,5 \text{ Ом}$$

где $k'_3 = 0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линии;

Z_n^I – уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии;

2) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции, Ом:

$$Z_{c.з}^{II} = k_3 \cdot (Z_n + X_T) \quad (76)$$

$$Z_{c.з}^{II} = 0,85 \cdot (5,311 + 8,4) = 11,65 \text{ Ом}.$$

где X_T – сопротивление силового трансформатора;

k_3 – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения.;

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

За уставку срабатывания второй ступени принимаем 7,5 Ом.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.}^I + \Delta t, ; \quad (77)$$

где Δt – ступень селективности принимаем равной 0,5 с.

$$t_{c.з.}^{II} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с};$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{c.з.}^{II}}{Z_{л}} \quad (78)$$

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{7,5}{5,311} = 1,41 \geq 1,25$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы. В данном расчете $I_{\text{нагр}}=0,39$, так как используется провод марки АС-120.

$$Z_{c.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\text{нагр}}} \quad (79)$$

$$Z_{c.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot 35}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 0,39} = 35,36 \text{ Ом},$$

где $k_{\text{н}} = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_{\text{в}} = 1,1$ – коэффициент возврата (для реле сопротивления);

Выдержка времени третьей ступени выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит.

$$t_{c.з.}^{III} = t_{c.з.с.м}^{II} + \Delta t.$$

$$t_{c.3}^{III} = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}. \quad (80)$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{Z_{c.3.}^{III}}{Z_{\text{л}} + \frac{Z_{c.3.}^{II}}{K_{\text{ток}}}} \geq 1,2. \quad (81)$$

где $K_{\text{ток}}$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором;

Коэффициент чувствительности при КЗ на ВЛ :

$$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{35,36}{5,311 + 11,65} = 2,08 \geq 1,25.$$

Следовательно, дальнейшее резервирование обеспечивается.

Последним этапом расчета производится определение остаточного напряжения на шинах питающей ПС. Так как одной из входных величин защиты является напряжение, для корректной работы необходимо соблюдение определенного его уровня. Приемлемым значением остаточного напряжения считается 60-65 % от напряжения в нормальном режиме. Остаточное напряжение вычисляется по формуле:

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot Z_{\text{л}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% , \quad (82)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – ток линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты.

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 5,311 \cdot 7,2}{35} \cdot 100\% = 160,65\% \geq 60\%$$

Дистанционную защиту можем принять в качестве основной. Дистанционная защита с рассчитанными уставками устанавливается на линии «Майская» – «Кислородная».

6.1.2 Токовая отсечка

Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока, проходящего через нее при повреждении в конце участка.

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП. Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени.

В качестве реле, реагирующих на возрастание тока, используются максимальные токовые реле типа РТ-40.

Ток срабатывания МТО отстраивается от:

- 1) Максимального тока линии при КЗ на шинах приемной ПС;
- 2) Максимального тока линии при КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты.

Ток срабатывания отсечки выбирается по наибольшему из полученных значений токов.

Максимальный ток, протекающий через защиту при КЗ на шинах приемной подстанции, кА:

$$I_{\text{ТО}} = k_3 \cdot I_{\text{max}}^{(3)} = 1,3 \cdot I_{\text{max}}^{(3)},$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности

$$I_{\text{ТО}} = 1,3 \cdot 7,2 = 9,36 (\text{кА}).$$

Максимального тока линии при КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты:

$$I_{\text{ТО}} = 1,3 \cdot 13,46 = 17,49 (\text{кА})$$

Ток срабатывания отсечки выбирается равным 17,49 кА.

Чувствительность отсечки при двухфазном КЗ в начале линии:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз1}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11,64}{17,49} = 0,665 \leq 1,2$$

Условие по чувствительности не выполняется.

Отсечка может рекомендоваться в качестве дополнительной защиты.

6.2 Защита трансформатора на ПС 35/10 кВ «Майская»

Выбор защит трансформатора.

В соответствии с ПУЭ [19], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора ПС «Майская» устанавливается продольная дифференциальная защита.

В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

6.2.1 Дифференциальная защита

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Участок цепи между измерительными трансформаторами тока на обеих сторонах силового трансформатора является

зоной защиты. Все объекты внутри зоны защиты охватываются дифференциальной защитой[6].

Поскольку дифференциальная защита имеет строго ограниченную область действия (защита элемента сети), ее можно использовать для быстрого отключения, обеспечивая тем самым селективное отключение только неисправного трансформатора или, более точно, всех объектов, включенных в область защиты. Дифференциальная защита никогда не должна реагировать на повреждения за пределами зоны.

На ПС Майская установлены два трансформатора ТДНС-16000/35.

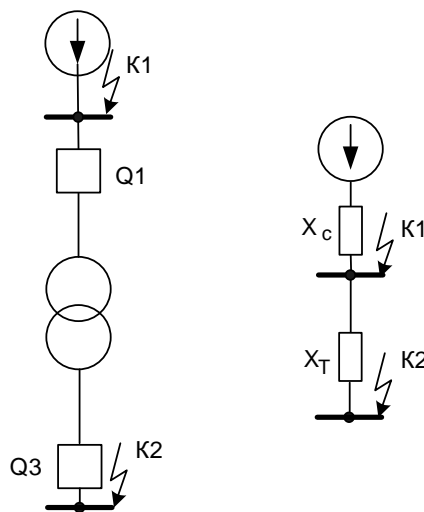


Рисунок 24 – Поясняющая схема и схема замещения

$$X_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{Тном}}$$

$$X_T = \frac{10}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,625, \text{ (о.е.)}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах ВН:

$$I_{K31}^{(3)} = 13,46 \text{ кА,}$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K31}^{(3)}$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,46 = 11,64 \text{ кА.}$$

Ток трехфазного и двухфазного КЗ на шинах НН:

$$I_{K32}^{(3)} = 7,43 \text{ кА,}$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,43 = 6,43 \text{ кА.}$$

Таблица 44 – Расчет параметров трансформаторов тока

Параметр	Результаты	
	ВН	НН
1	2	3
Первичный номинальный ток трансформатора	264,2	924,85
Схема соединения трансформатора тока	Δ	Y
Коэффициент схемы	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации	$\frac{400}{5}$	$\frac{1500}{5}$

Первоначально определяем ток срабатывания защиты с реле РНТ по большему из двух условий.

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального периодического тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_3 \cdot I_{н.б.макс} \quad (84)$$

где k_3 – коэффициент запаса по избирательности, который можно принять равным 1,3.

$I_{н.б.макс}$ -максимальный расчетный ток небаланса.

$$I_{н.б.макс} = (k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внеш.макс} \quad (85)$$

где $k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается=1

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{рег}$ – относительная погрешность регулировки напряжения ($\Delta U_{рег} = 0,08$);

$I_{КЗ.внеш.макс}$ – наибольший ток при сквозном КЗ ($I_{КЗ.внеш.макс} = I_{K31}^{(3)}$).

$$I_{н.б.макс} = (1 \cdot 0,1 + 0,08) \cdot 13,46 = 2,42 \text{ (кА)}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 2,43 = 3,16 \text{ (кА)}$$

2) Отстройка от броска тока намагничивания, возникшего при включении трансформатора на XX:

$$I_{c.з.2} = k_{отс} \cdot I_{ном.ВН}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки для реле РНТ, который можно принять равным 1,3.

$$I_{c.з.2} = 1,3 \cdot 264,2 = 343,5 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания защиты равный 3,16 кА ($I_{c.з.1}$).

Выбор типа реле производится на основе оценки чувствительности защиты. Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2.

$$k_{\chi} = \frac{I_{КЗ1}^{(2)}}{I_{c.з.1}};$$

$$k_{\chi} = \frac{I_{КЗ4}^{(2)}}{I_{c.з.1}} = \frac{11,64}{3,16} = 3,68 \geq 2$$

Так как расчетной является отстройка от тока небаланса, то принимает реле ДЗТ-11, имеющее магнитное торможение от сквозного тока КЗ.

Вторичный номинальный ток плеч защиты рассчитаем по формуле:

Для стороны ВН:

$$I_{втор} = I_{ном} \cdot \frac{k_{сх.Δ}}{k_{м.ВН}} \quad (86)$$

$$I_{вторВН} = 264,2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{80} = 5,7 \text{ А.}$$

$$I_{втор.НН} = \frac{924}{300} = 3,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле для основной стороны трансформатора:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{c.з.1} \cdot k_{сх.Δ}}{k_{м.ВН}},$$

$$I_{с.р.} = \frac{3,16 \cdot \sqrt{3}}{80} = 683 \text{ (А)}$$

Расчетное число витков для основной стороны необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{расч} = \frac{F_{min}}{I_{втор}} \quad (87)$$

$$F_{min} = 100 \text{ (А·ВИТКОВ)}$$

$$W_{расч} = \frac{100}{5,7} = 17,54 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:

$$W_{расч1} = 17 \text{ витка.}$$

Расчетное число витков для НН:

$$W_{расчНН} = W_{расч1} \cdot \frac{I_{номВН}}{I_{номНН}} \text{ витка}$$

$$W_{расчНН} = 17 \cdot \frac{264,2}{924,8} = 4,86 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{расч2} = 5$ витка.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч1} - W_{расч2}}{W_{расч1}} \right| \cdot I_{КЗ1}^{(3)} \quad (88)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{17 - 5}{17} \right| \cdot 3,16 = 2,23 \text{ кА.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.маx.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.маx} \quad (89)$$

$$I_{н.б.маx.уточ} = 2,23 + 3,16 = 5,39 \text{ кА.}$$

Теперь мы можем найти число витков тормозной обмотки:

$$W_T = \frac{k_3 \cdot I_{н.б.маx.уточ} \cdot W_{расч1}}{I_{КЗ.1}^{(3)} \cdot tg\alpha} \quad (90)$$

$$W_T = \frac{1,5 \cdot 5,39 \cdot 17}{13,46 \cdot 0,75} = 13,61 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков из стандартного ряда: $W_T = 14$ витков.

6.2.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) является резервной защитой трансформатора, и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах[3].

Для двухобмоточных трансформаторов защита устанавливается на стороне ВН.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_z \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{р.мах} \quad (91)$$

где k_z – коэффициент запаса по избирательности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5;

k_B – коэффициент возврата устройства реле РТ-40, принимается равным 0,85;

$I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{р.мах} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (92)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ1}^{(2)}}{I_{МТЗ}} \quad (93)$$

где $I_{КЗ1}^{(2)}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ.

Значение $k_{ч}$ должно быть не менее 1,2 (при выполнении функций резервирования).

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{p.maxB} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМВН}} \quad (94)$$

$$I_{p.maxB} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 264,2 \text{ А,}$$

$$I_{МТЗ.В} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 264,2 = 932,47 \text{ А,}$$

$$k_{ч} = \frac{11,64}{0,932} = 12,5 \geq 1,2$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем $t_{np.max} = 1 \text{ с.}$

$$t_{с.з.Т(p)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с,}$$

6.2.3 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны основного питания. На трансформатор ставится три ступени защиты от перегрузки:

- на сигнал при небольших перегрузках, в пределах нормы;
- на отключение части потребителей;
- на отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{НОМ} \quad (95)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

k_6 – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{номВН} = 264,2 \text{ А,}$$

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 264,2 = 326,36 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени: 9 секунд. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

6.2.4 Газовая защита трансформатора

Наиболее характерные повреждения внутри маслонеполненных электрических аппаратов, таких, как, например, трансформатор, это КЗ между обмотками, витковые замыкания, пожар стали магнитопровода и др., как правило, сопровождаются выделением газа в результате нагрева и разложения масла и др. изоляционных материалов или общим снижением уровня масла. Поэтому защита, реагирующая на эти повреждения, получила название газовой, а реле, на которых она реализована на газовых или струйных реле.

При внутренних повреждениях в трансформаторе, даже самых незначительных, выделяются газообразные продукты разложения масла или органической изоляции, чем обеспечивается действие газовой защиты в самом начале возникновения постепенно развивающегося повреждения. В некоторых случаях опасных внутренних повреждений трансформаторов («пожар» стали, межвитковые замыкания и т.п.) действует только газовая защита, а электрические защиты трансформатора не работают из-за недостаточной чувствительности.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывает разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения.

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

6.3 Расстановка комплексов защиты и автоматики

6.3.1 Автоматическое повторное включение

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под

напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного АПВ (или их комбинации):

- а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ);
- б) несинхронное ТАПВ (НАПВ);
- в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на одиночных линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию.

6.3.2 Устройство автоматического включения резерва (АВР)

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных предприятий характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простой технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов предприятия.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 75 %-ной номинальной нагрузке. В этом случае при отключении одного рабочего источника второй под действием устройства АВР принимает на себя всю нагрузку и, перегружаясь (в допустимых пределах), обеспечивает бесперебойное электроснабжение установки.

6.3.3 Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

В случае снижения выходной мощности, генерируемой тепловыми электростанциями, частота падает. Этот процесс называется «лавиной частоты» и приводит к выводу системы из строя.

Снижение частоты несет разрушительные действия для сложных технологических процессов. В частности, при долгой работе крупных паровых турбин на пониженной частоте в них возникают разрушительные процессы, связанные с совпадением частоты вращения турбины с резонансной частотой какой-либо из групп её лопаток.

Кроме частоты, в системе уменьшается напряжение, недостаток которого также серьёзно влияет на состояние потребителей электроэнергии.

Для того, чтобы не допустить обвала частоты в системе, принято отключать часть приёмников электроэнергии, снижая тем самым нагрузку на систему. Подобное отключение называется автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Согласно ПУЭ все потребители электрической энергии делятся на три категории:

I категория — к потребителям этой группы относятся те, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, опасность для безопасности государства, нарушение сложных технологических процессов и прочее.

II категория — к этой группе относят электроприёмники, перерыв в питании которых может привести к массовому недоотпуску продукции, простоя рабочих, механизмов, промышленного транспорта.

III категория — все остальные потребители электроэнергии.

Потребители I категории должны иметь постоянное электропитание, причем от двух независимых источников. Перерыв в питании от одного из источников допускается только на время действия АВР. Потребители же III категории допускают перерыв в электропитании до суток (время ликвидации аварии выездной аварийной бригадой).

Таким образом, действие АЧР направлено на отключение потребителей III категории, как наименее важных.

Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики – АПВ после АЧР (или ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных потребителей.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте 49,5–50 Гц.

Устройства АЧР устанавливаются, как правило, непосредственно у потребителей[3].

7.1 Определение нормативной численности обслуживающего персонала подстанции

В составе штатной структуры разрабатываются следующие документы: численность руководителей, специалистов, служащих и рабочих предприятия, определяется фонд заработной платы, месячные должностные оклады и персональные надбавки.

Ремонт сетей производится централизованно соответствующими независимыми ремонтными организациями.

В нашем случае расчет численности персонала проводим только для сетевого участка, обслуживающего электрическую сеть, при этом не учитываем в расчетах заработную плату административно-управленческого персонала. Для упрощения расчетов численность ремонтного и эксплуатационного персонала объединяем[25].

Определяем численность рабочих по обслуживанию ВЛ 35 кВ (опоры железобетонные):

$$N1=L \cdot n1 \cdot k1 \quad (96)$$

где $n1$ – норматив численности (для одноцепных ВЛ 110 кВ – 0,64 чел. на 100 км, для двухцепных ВЛ 110 кВ– 0,84 чел. на 100 км. - согласно нормативам численности рабочих по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ 35-220 кВ.;

L – длина линии, км.

$K1$ - повышающий коэффициент, учитывающий условия эксплуатации для данного района, равен 1,19

$$N1 = (2,2 \cdot 0,64/100 + 0,84/100 \cdot (37 \cdot 2 + 2 \cdot 14,2)) \cdot 1,19 = 1,04 \text{ (чел).}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию трансформаторов 110/35/10 и 35/10 кВ:

$$N2 = X_{пс} \cdot n2 \cdot k1 \quad (97)$$

где n_2 – норматив численности (для ПС 110 кВ – 8,25 чел. на 100 ед., для ПС 35 кВ– 3,77 чел. на 100 ед. - согласно нормативам численности рабочих по ремонту и эксплуатации подстанций 35-220 кВ.

$X_{тп}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_2 = (2 \cdot 8,25/100 + 1 \cdot 3,77/100) \cdot 1,07 = 0,216 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по обслуживанию элегазовых выключателей 110 кВ:

$$N_3 = X_{вэ} \cdot n_4 \cdot k_1$$

(98)

где n_3 – норматив численности (для присоединения с элегазовым выключателем 110 кВ – 3,66 чел. на 100 ед., для 35 кВ– 1,38 чел. на 100 ед. - согласно Нормативам численности рабочих по ремонту и эксплуатации подстанций 35-220 кВ);

$X_{вэ}$ – количество выключателей соответствующего типа, ед.

$$N_3 = (4 \cdot 3,66/100 + 7 \cdot 1,38/100) \cdot 1,07 = 0,26 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ПС (при числе присоединений на ПС 110/35/10 и ПС 35/10 кВ– до 20)

$$N_4 = X_{пс} \cdot n_4 \cdot k_1$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (1,22 чел на 1 ПС 110 кВ и 0,66 чел на 1 ПС 35 кВ - согласно Нормативам численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию ПС 35-220 кВ);

$X_{пс}$ – количество ПС, ед.

$$N_4 = (1,22 \cdot 2 + 0,66 \cdot 1) \cdot 1,04 = 3,57 \text{ (чел.)}$$

Определяем численность рабочих по эксплуатации РЗиА:

$$N_5 = X_{РЗиА} \cdot n_6 \cdot k_1,$$

(99)

где n_6 – норматив численности (6 чел. до 600 ед. - согласно Нормативам численности по техническому обслуживанию и ремонту релейной защиты, электроавтоматики);

ХРЗиА – количество устройств РЗиА (39 ед. в том числе ДЗ, МТЗ, токовая отсечка, без учета автоматики), ед.

$$N5 = 39 \cdot 6 / 600 \cdot 1,07 = 0,41 \text{ (чел.)}$$

Определяем среднесписочную численность персонала

$$ССЧ = 1,04 + 0,216 + 0,26 + 3,57 + 0,41 = 5,49 \text{ чел.}$$

(100)

Фонд оплаты труда:

$$\text{ИЗП} = \text{ФОТ} = \Sigma N \cdot \text{ЗПСМ} \cdot 12 = 6 \cdot 0,03206 \cdot 12 = 2,308 \text{ (млн. руб.)}$$

(101)

где - ЗПСМ – среднестатистическая среднемесячная заработная плата работников энергетики (млн. руб.)

Отчисления в фонды пенсионного, медицинского и социального страхования:

$$\text{СН} = \text{ИЗП} \cdot 0,34 = 2,308 \cdot 0,34 = 0,784 \text{ (млн.руб.)}$$

(102)

Выплаты в пенсионный фонд составляют 26%, социального страхования 2,9%, обязательного медицинского страхования 5,1 %.

7.2 Расчет себестоимости передачи электроэнергии

При расчете себестоимости передачи электроэнергии используем данные полученные в предыдущих разделах и сведем их в таблицу 45:

Таблица 45 - Расчет себестоимости электроэнергии

Амортизация основных средств (млн.руб)	37,443
Затраты на ремонт и эксплуатации (млн.руб)	40,618
Затраты на потери электроэнергии (млн.руб)	56,91
ФОТ + СН (млн.руб)	3,092
Прочие расходы (млн.руб)	247,9
Всего годовых затрат (млн.руб)	57,9
Электроэнергия, потребленная потребителями за год (кВт·ч)	$48,83 \times 10^7$
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание сети (руб.)	0,753

Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год, определяется по следующей формуле:

$$W = P_{cp} \cdot 8760 = 55,75 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 48,83 \cdot 10^7 \quad (\text{кВт}\cdot\text{ч})$$

(103)

где - P_{cp} – средняя мощность нагрузки на ПС «Майская», ПС «Этге(новая), ПС «Окоча» (определена в основной части дипломного проекта) (кВт)

8760 – количество часов в году.

Прочие расходы определяем по формуле (млн. руб.):

$$I_{PP} = 0,3 \cdot (I_{AM} + I_{ЭКС} + \text{ФОТ} + \text{СН}) + 0,03K \quad (104)$$

$$I_{PP} = 0,3 \cdot (37,44 + 40,618 + 2,3 + 0,784) + 0,03 \cdot 6883 = 230,8 \text{ (млн. руб.)}$$

Общие годовые затраты определяются по следующей формуле[18]:

$$I = I_{AM} + I_{ЭКС} + I_{\Delta W} + I_{PP} + \text{ФОТ} + \text{СН}$$

(105)

$$I = 37,443 + 40,618 + 56,01 + 2,308 + 0,784 + 230,8 = 367,96$$

Себестоимость передачи электроэнергии определяем следующим образом (руб/кВт×час):

$$C = \frac{I}{W} = \frac{367,96 \cdot 10^6}{48,83 \cdot 10^7} = 0,753$$

(106)

7.3 Методы определения экономической эффективности инвестиций

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности:

- без учета фактора времени (равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные);
- с учетом фактора времени.

В соответствии с этим методы оценки экономической эффективности подразделяются на две группы: простые (статические) и методы дисконтирования (интегральные).

Статические методы оценки оперируют «точечными» или статическими значениями исходных данных, например годовыми показателями работы проектируемых объектов. При их использовании не учитываются продолжительность всего срока жизни проекта, а также неравнозначность денежных потоков, возникающих в разные моменты времени.

Динамические модели учитывают несколько периодов. Инвестиционные объекты характеризуются поступлениями и выплатами, которые ожидаются при реализации инвестиционных проектов во времени.

Процедура приведения разновременных платежей к базовому моменту (началу процесса инвестирования) называется дисконтированием, а получаемая величина — дисконтированной стоимостью. В отличие от дисконтирования приведение к более позднему периоду (например, капитальных вложений к моменту окончания строительства) известна как наращивание, капитализация, ревальвация.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) является одним из показателей, характеризующих экономическую эффективность инвестиций. ЧДД — это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта.

Расчет ЧДД проводится посредством дисконтирования чистого потока платежей (чистого дохода). Разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) представляет собой чистый поток платежей (чистый доход) в год t [25]:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t = \Pi_{ct} - K_t$$

(107)

где K_t - объем инвестиций в год t .

Подробно проводим расчет чистого потока платежей для первых двух лет, определяем выручку от реализации электроэнергии после ввода проекта»:

$$O_{pt} = W \cdot T = 48,83 \cdot 10^7 \cdot 3,2 = 1562,56 \quad (\text{млн.руб})$$

(108)

где - W – электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт)

T – тариф на электроэнергию 3,2 (руб/кВт×час)

Рассмотрим расчет чистого потока платежей для первых двух лет (инвестиции осваиваются в два этапа 60%, 40%, объект получает полную прибыль, начиная со второго года, так как введено основное оборудование)

Первый год 60% капиталовложений (млн.руб.), второй год 40 % капиталовложений и полная выручка (млн.руб.):

$$\mathcal{E} = O_p - (I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ} + \text{СН} + I_{\text{ПР}}) - I_{\text{АМ}} - H_1 - K_1$$

(109)

$$\mathcal{E}_1 = 1562,56 - 367,96 - 37,44 - 277,7 - 0,6 \cdot 6883 = -3249,74 \text{ (млн.руб.)}$$

Налог:

$$H = \Pi_q \cdot 0,24 = (O_p - I - I_{\text{АМ}}) \cdot 0,24$$

(110)

$$H = (1562,56 - 367,96 - 37,443) \cdot 0,24 = 277,7 \text{ (млн.руб.)}$$

Рассмотрим на примере расчет чистого дисконтированного дохода за первый и второй года:

$$\text{ЧДД}_1 = \sum_{t=0}^{20} \frac{\mathcal{E}_1}{(1+E)^t} \quad (111)$$

где – E коэффициент зависящий от ставки рефинансирования Центробанка РФ равной 10,5 % на 10.06.16

$$\text{ЧДД}_1 = \sum_{t=0}^{20} \frac{-3249,74}{(1+0,105)^t} = -2941 \text{ (млн.руб)}$$

$$\text{ЧДД}_2 = \sum_{t=0}^{20} \frac{-1873,74}{(1+0,105)^2} = -1535 \text{ (млн.руб)}$$

Таблица 46 – Расчет чистого потока платежей

Год	O_{p^t}	I_t	H_t	K_t	Π_q	\mathcal{E}_t	ЧДД	ЧДД с нарастанием
1	1562,56	842,02	277,7	4129,8	1157,157	-3249,74	-2941	-2941
2	1562,56	842,02	277,7	2753,2	1157,157	-1873,74	-1535	-4476
3	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	651,82	-3824,1

4	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	589,882	-3234,2
5	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	533,83	-2700,37
6	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	483,104	-2217,26
7	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	437,199	-1780
8	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	395,655	-1384,4
9	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	358,059	-1026,2
10	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	324,035	-702,3
11	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	293,244	-409,05
12	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	265,379	-143,67
13	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	240,316 2	96,485
14	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	217,342	313,827
15	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	196,689	510,516
16	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	177,99	688,515
17	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	161,085	849,6
18	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	145,78	995,38
19	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	131,926	1127,3
20	1562,56	842,02	277,7	0	1157,157	879,457	119,39	1246,69

$$ЧДД_1 = -221,29 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)^{-1} = -184,4 \text{ (млн.руб.)}$$

$$ЧДД_2 = 16,24 \cdot \left(1 + \frac{20}{100}\right)^{-2} = 25,04 \text{ (млн.руб.)}$$

Аналогично проводится расчет чистого дисконтированного дохода. Расчет ЧДД по всем годам приведен в таблице 46.

Расчет экономической эффективности инвестиций показал, что срок окупаемости проекта составит 13 лет.

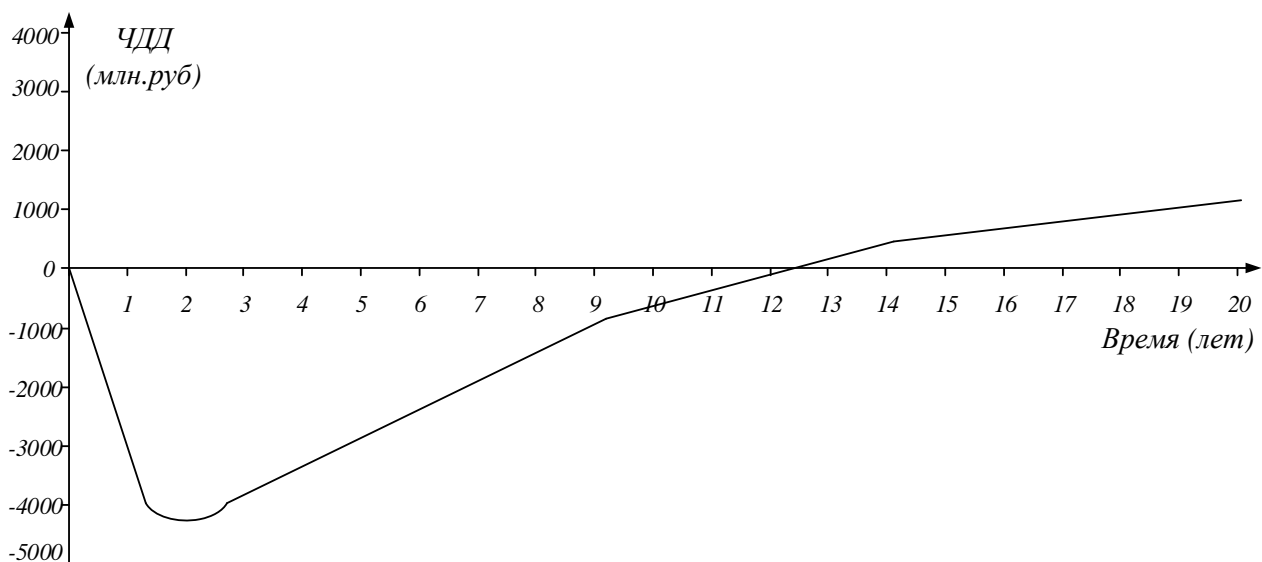


Рисунок 25 – Расчет чистого дисконтированного дохода (млн.руб.)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Стоимость поддержания, модернизации и строительства новой тепловой генерации на Дальнем Востоке значительно выше, чем в европейской части России – выше удельный расход топлива из-за устаревших мощностей и погодных условий, а само топливо дороже из-за трудностей логистики.

По подсчетам специалистов «РАО ЭС Востока», до 2025 года Дальнему Востоку потребуется примерно 4ГВт новой мощности. Из этого объема

основная часть вводов (около 2,5 ГВт) пойдет на замещение выбывающих из строя объектов[10].

В связи с чем, реализация инвестиционных проектов по развитию энергосистемы на Дальнем Востоке движется в двух направлениях – замещение выбывающих из строя объектов (ключевой проект по возведению четырех ТЭЦ, в том числе Совгаванской) и модернизации устаревшего оборудования и демонтаж электрических сетей.

Однако все проводимые инвестиционные мероприятия должны носить быть экономически целесообразны.

В дипломном проекте мы попытались решить энергическую проблему – Ванино-Советско-Гаванского энергоузла, определив наиболее оптимальный вариант развития электрических сетей данного района при выводе из эксплуатации Майской ГРЭС и строительство на ее месте новой трансформаторной подстанции.

Для достижения поставленной цели нами решены следующие задачи.

Нами предложены два варианта конфигурации электрических сетей и на основе проведенного экономического анализа выбран более оптимальный вариант с учетом наименьшей стоимости потерь электроэнергии и наивысшей надежности.

Для обоих предложенных вариантов развития сетей, был проведен расчет и прогнозирование электрических нагрузок в рассматриваемом участке сети, выбрано согласно расчетам рациональное напряжение, номинальное сечение ВЛ, силовые трансформаторы для ПС «Майская», ПС «Эгге(новая), ПС «Окоча».

Для отобранного оптимального варианта был проведен расчет токов короткого замыкания для ПС «Майская»; на основании расчетов токов КЗ было выбрано оборудование для ПС «Майская».

Так же в основной части дипломного проекта проведен расчет молниезащиты ПС «Майская». Произвела расчет релейной защиты

трансформатора на ПС «Майской», а также определены уставки для ВЛ «Майская-Кислородная». Дано описание автоматики комплексов защиты.

Ранее выбранное оборудование, сечение ВЛ и эффективность реализуемого проекта были проверены расчетом максимального, минимального и послеаварийного режима новой сети.

Также был посчитан нормальный режим для существующей сети. И на основании этого проведен анализ существующей и новой сети.

В экономической части определена экономическая эффективность инвестиций в развитие сети, рассчитан дисконтированный срок окупаемости проекта, который составил 13 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Акулич С. В Госдуме озаботились развитием ПОЭЗ «Советская Гавань» //Дальневосточный капитал. 2015. № 12. С. 18-19.

- 2 Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Екатеринбург, Издательство ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 52 с.
- 3 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.
- 4 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 5 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 6 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем : учебное пособие / Дьяков, А.Ф., Платонов, В.В. – М. : Издательство МЭИ, 2006. – 248 с.
- 7 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 8 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 9 Казакул А. А. Электротехнические расчёты при проектировании ЭЭС с использованием ПВК / А. А. Казакул. – 1-е изд. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014 – 63 с.
- 10 Клименко О. Восточное ГОЭЛРО //Дальневосточный капитал. 2015. № 12. С. 22-28.
- 11 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 248 с.
- 12 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.
- 13 Мясоедов Ю.В. Электрическая часть станций и подстанций: учеб. Пособие. Благовещенск: Амурский гос. университет, 2006.

14 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

15 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

16 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

17 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

19 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.

20 Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 № 49 «О Порядке 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)». – М. : Минэнерго, 2007. – 59 с.

21 Программа инновационного развития Холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2015 года с перспективой до 2020 г. (утверждена решением Совета директоров ОАО «РАО Энергетические системы Востока» от 30.04.2013 № 92) [Электронный ресурс] – 112 с.

22 Савина Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 2010.– 238 с.

23 Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

24 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

25 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.