

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 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

_____ 2016 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие электрической сети Михайловского района Приморского края для подключения «Агропромышленного парка «Приморский» территории опережающего развития «Михайловский»

Исполнитель

студент гр. № 442 ОМ _____

А.С. Яценков

Руководитель

профессор, доктор техн. наук _____

Н.В. Савина

Руководитель

магистерской программы

профессор, доктор техн. наук _____

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук _____

А.Н. Козлов

Рецензент _____

Рецензент _____

Благовещенск 2016

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

Факультет _____
Кафедра _____

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

_____ И.О. Фамилия
подпись « _____ » _____ 201_ г.,

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента _____

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

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (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 (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 137 с., 15 рисунков, 31 таблицу, 2 приложения, 21 источник.

МИХАЙЛОВСКИЙ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПОДСТАНЦИИ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, НОМИНАЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЕ, СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ, ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА.

В процессе выполнения работы был разработан оптимальный, как с экономической, так и с технической точки зрения вариант развития электрической сети для подключения «Агропромышленного комплекса «Приморский» территории опережающего развития «Михайловский». Также, была спроектирована подстанция 110 кВ с применением новейшего оборудования электроэнергетики и указаны необходимые мероприятия по переводу проектируемого участка сетей на платформу интеллектуальной электроэнергетической системы. Расчет вновь установившихся режимов показал работоспособность спроектированной сети как в нормальных, так и в аварийных условиях.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений, символов, сокращений, терминов	7
Введение	9
1 Общая характеристика энергокластера «Агропромышленный парк «Приморский»	12
2 Анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей Михайловского района	14
2.1 Анализ в выбранном эквиваленте типов участков сетей	14
2.2 Анализ способа присоединения ПС к электрической сети	15
2.3 Структуризация сети по типовым схемам распределительных устройств	17
2.4 Суммарная длина линий разных классов напряжений	18
2.5 Диапазон сечений ВЛ по каждой марке	18
2.6 Линии, выполненные разными сечениями и проводом	19
2.7 Соответствие сечений проводов ВЛ в исследуемом регионе, протекающему по ним току	20
2.8 Загруженность подстанций 35 и 110 кВ исследуемого региона	21
2.9 Трансформаторные ПС с разными номинальными мощностями силовых трансформаторов	21
2.10 Общие выводы и предложения по реконструкции сетей согласно проведенному анализу	22
3 Разработка вариантов развития электрической сети для подключения «Агропромышленного парка «Приморский» и их анализ	23
4 Выбор оптимального варианта	54
5 Проектирование новой ПС 110 кВ «Дубки»	69
5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции 110 кВ «Дубки»	69
5.2 Конструктивное исполнение проектируемой ПС 110 кВ «Дубки»	71

5.3	Расчет токов короткого замыкания	78
5.4	Выбор и проверка выключателей	82
5.4.1	Выбор и проверка выключателей 110 кВ	82
5.4.2	Выбор и проверка выключателей 10 кВ	84
5.5	Выбор и проверка разъединителей	85
5.6	Выбор и проверка трансформаторов тока	86
5.6.1	Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ	86
5.6.2	Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	89
5.7	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	90
5.7.1	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ	91
5.7.2	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	92
5.8	Выбор и проверка ошиновки РУ высокого и низкого напряжения	93
5.8.1	Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ	93
5.8.2	Выбор и проверка ошиновки РУ 10 кВ	96
5.9	Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ	98
5.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	99
5.11	Выбор и проверка ячеек КРУ	100
5.12	Разработка заземления и молниезащиты ПС 110 кВ «Дубки»	101
5.12.1	Конструктивное исполнение заземления ПС «Дубки» и определение его стационарного и импульсного сопротивления	101
5.12.2	Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	104
5.12.3	Выбор и проверка ОПН	107
5.12.3.1	Выбор и проверка ОПН 110 кВ	107
5.12.3.2	Выбор и проверка ОПН 10 кВ	109
6	Релейная защита и автоматика проектируемой ПС 110 кВ «Дубки»	111
6.1	Релейная защита и автоматика трансформаторов 110/10 кВ	111
6.2	Релейная защита в КРУН-10 кВ	112

6.3	Автоматика присоединений 110 кВ	114
6.4	Автоматика КРУН-10 кВ	115
6.5	Регистрация аварийных событий	117
7	Расчет и анализ установившегося режима сети	118
8	Перевод проектируемой электрической сети на платформу интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью	122
8.1	FACTS-технологии	125
8.2	Сверхпроводящие силовые кабели	126
8.3	Цифровые и измерительные трансформаторы тока и напряжения	127
8.4	Комбинированные изоляторы-разрядники	128
8.5	Перевод ПС 110 кВ «Ленинское» и «Дубки» на платформу цифровых подстанций	129
	Заключение	131
	Библиографический список	133
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Результаты расчета нормального режима для проектируемого варианта	136
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Результаты расчета послеаварийного режима для проектируемого варианта	137

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ, СОКРАЩЕНИЙ, ТЕРМИНОВ

- ТОР – территория опережающего развития
- ПУЭ – правило устройств электроустановок;
- ПТЭ – правила технической эксплуатации;
- РУ – распределительное устройство;
- ВЛ – воздушная линия;
- ПС – подстанция;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- КУ – компенсирующие устройства;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУН – комплектное распределительное устройство наружного исполнения;
- ОПУ – общеподстанционный пункт управления;
- КЗ – короткое замыкание;
- УХЛ – умеренный и холодный климат;
- ВН – высокое напряжение;
- НН – низкое напряжение;
- ЗУ – заземляющее устройство;
- ОПН – ограничители перенапряжения;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
- АУВ – автоматика управления выключателем;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
- АВР – автоматический ввод резерва;
- АВНР – автоматическое восстановление нормального режима;

АЧР – автоматическая частотная разгрузка;

ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ИЭС ААС – интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью;

ВТСП – высокотемпературные сверхпроводники;

СТК – статический тиристорный компенсатор;

СТАТКОМ – статический компенсатор реактивной мощности;

ССГ – статический синхронный генератор;

УУПК – управляемые устройства продольной компенсации;

ФПУ – фазоповоротное устройство;

ВТСПК – высокотемпературные сверхпроводящие кабели;

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.

ВВЕДЕНИЕ

Важной особенностью развития электроэнергетической системы является обеспечение надежного и бесперебойного питания потребителей. Бесперебойность электроснабжения воплощает в себе множество взаимозависимых составляющих: начиная от разработки и изготовления огромного количества разнотипного оборудования и аппаратуры, качества проектов, монтажа, наладки и до ввода в действие оборудования и доведения режима его работы до нормы.

Выбор типа, мощности, числа и мест размещения источников питания является сложной самостоятельной задачей проектирования. Эта задача решается с учетом влияния существующей электрической сети.

Задачей проектирования энергосистем является разработка с учётом новейших достижений науки и техники, и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергетических объединений и развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надёжность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Проектирование развития энергосистем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает в себя выполнение комплекса всех проектных работ. В процессе проектирования осуществляется взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных назначений и напряжений.

Актуальность проектирования сетей Михайловского муниципального района Приморского края обозначена в первую очередь необходимостью подключения вновь возводимых объектов территории опережающего развития ввиду нехватки в регионе мощностей для обеспечения необходимого уровня надежности новых объектов. В свою очередь, мероприятия по подключению объектов ТОР, наряду с работами по их возведению, являются одной из

первостепенных задач при реализации государственных программ и законодательных актов в регионе.

Объектом исследования данной работы является «Агропромышленный парк «Приморский», входящий в состав ТОР «Михайловский» и находящийся вблизи с. Михайловка Приморского края.

Предметом исследования является определение оптимальной возможности подключения объекта исследования к существующей сети.

Целью данной магистерской диссертации является разработка оптимального, в технико-экономическом смысле, варианта развития электрической сети Михайловского района Приморского края с соблюдением необходимого уровня надежности и качества электроснабжения потребителей.

В рамках диссертации решаются следующие задачи:

- описание климатических параметров района проектирования;
- проведение структурного анализа существующей электрической сети района проектирования;
- разработка технически осуществимых вариантов развития сети и выбор из них двух конкурентно способных;
- технико-экономическое сопоставление конкурентно способных вариантов и выбор оптимального;
- выбор необходимого оборудования на проектируемом объекте;
- проведение анализа установившихся режимов для выбранного варианта;
- рассмотрение возможности перевода проектируемой сети на платформу интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью.

В результате выполнения работы ожидается получение оптимальной, как в техническом, так и в экономическом плане работоспособной схемы развития электрической сети Михайловского района Приморского края для подключения объектов «Агропромышленного парка «Приморский».

Проектирование проводилось в соответствии как с общими директивными и нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), так и со

специально разработанными для проектирования сетей материалами. Расчет установившихся режимов осуществлялся с использованием программного комплекса RastrWin

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОКЛАСТЕРА «АГРОПРОМЫШЛЕННЫЙ ПАРК «ПРИМОРСКИЙ»

«Агропромышленный парк «Приморский» входит в состав ТОР «Михайловский», расположенного в Приморском крае.

Приморский край расположен на крайнем юго-востоке России и занимает территорию в 165,9 тыс. кв. километров. На севере край граничит с Хабаровским краем, на юго-западе – с КНДР, на западе – с КНР, с востока и юго-востока – омывается Японским морем, являющимся частью Тихого океана.

ТОР «Михайловский» создан в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21 августа 2015 г. № 878 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Михайловский».

ТОР «Михайловский» включает в себя Михайловский, Спасский и Черниговский муниципальные районы. Площадь территории: 3885 Га, в т.ч. 207 Га для агропромышленных производств; специализация ТОР: животноводство, растениеводство, глубокая переработка и хранение сельскохозяйственной продукции.

«Агропромышленный парк «Приморский» территориально расположен в Михайловском Муниципальном районе Приморского края.

Район расположен в юго-западной части Приморского края. Граничит с Уссурийским городским округом, Анучинским, Шкотовским, Хорольским, Черниговским и Октябрьским районами. Площадь составляет — 2741,4 кв. км. Михайловский район вытянут с северо-запада на юго-восток более чем на 100 км, ширина превышает 20 км.

Климат Михайловского района муссонный, имеет выраженный континентальный характер. Характеризуется малоснежной и холодной зимой и дождливым летом.

В таблице 1 представлена климатическая характеристика Михайловского района Приморского края [10].

Таблица 1 – Климатическая характеристика Михайловского района

Наименование характеристики	Величина характеристики
Минимальная средняя температура воздуха	-18,8 °С
Максимальная средняя температура воздуха	+22,5 °С
Глубина промерзания грунта	169 см
Район по ветровому давлению	III район (нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли составляет 650 Па (32 м/с))
Район по толщине стенки гололеда	III район (нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли составляет 20 мм)
Район по среднегодовой продолжительности гроз	Район со среднегодовой продолжительностью гроз от 20 до 40 часов
Район по пляске проводов	Район с умеренной пляской проводов

В составе «Агропромышленного парка «Приморский» планируется создание возведение различных объектов агропромышленного назначения. Перечень планируемых объектов с указанием планируемой максимальной мощности представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Объекты «Агропромышленного парка «Приморский»

Наименование объекта	Планируемая максимальная мощность, МВт
Степное 1	0,85
Степное 2	0,85
Дарьевский 1	0,85
Дарьевский 2	0,85
Ленинский 1	0,85
Ленинский 2	0,85
Абрамовский 1	0,85
Абрамовский 2	0,85
Дубки 1	0,85
Дубки 2	0,85
Цех убоя	5,38
Цех Утилизации	2,01
АТП и МТС	5,31
КПК с элеватором	5,31
ЦПС	0,85
Племферма	0,85
Итого	28,21

2 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МИХАЙЛОВСКОГО РАЙОНА

2.1 Анализ конфигурации электрической сети Михайловского района

Схема соединения сети или конфигурация сети определяет соединение ветвей и узлов. Наиболее общим является разделение сетей по их схемам соединения на разомкнутые и замкнутые. Вторым важным признаком, по которому делятся схемы соединения сетей, является наличие или отсутствие резервирования.

В разомкнутых сетях резервирование соответствует применению двух параллельных или двухцепных линий, нерезервированные разомкнутые сети выполняются одноцепными линиями.

В свою очередь разомкнутые и замкнутые сети могут выполняться по различным типам схем соединения, имеющим свои особенности.

Разомкнутые сети делятся на радиальные, магистральные, радиально-магистральные или разветвленные.

Замкнутые сети – это резервированные сети. Здесь потребитель получает питание не менее чем по двум ветвям. Замкнутые сети делятся на простые замкнутые и сложнозамкнутые. В простых замкнутых каждый узел питается не более чем по двум ветвям, в сложнозамкнутых сетях – несколько контуров.

Ниже, приведена классификация сетей анализируемого района в соответствии с приведенной выше классификацией.

Замкнутые участки сети:

а) Кольцевые сети:

- Уссурийск-2 – Михайловка – ЖБИ-130 – Павловка-2 – Ярославка – Павловка-1 – Уссурийск-2;
- АТЭЦ – Западная – Надеждинская Тяговая – Уссурийск Тяговая – Кожзавод – Уссурийск-1 – АТЭЦ;

- Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск-1 – УКФ – Междуречье – Уссурийск-2;
- АТЭЦ – Западная – Надеждинская Тяговая – Уссурийск Тяговая – Уссурийск-2 – Междуречье – УКФ – Уссурийск-1 – АТЭЦ;
- АТЭЦ – Уссурийск-1 – Тереховка – Раздольное-2 – Раздольное-1 – Кипарисово – Западная – Шахта 7 – АТЭЦ;
- Уссурийск-2 – Известковая – Кожзавод – Водозабор – Баневур – Раковка – Уссурийск-2;

б) Сложнозамкнутые сети:

- Уссурийск-2 – УМЗ – Молокозавод – АРЗ – МЖК – Уссурийск-1 – Мелькомбинат – Новоникольск – Коммунар – Воздвиженка – Тимирязевка – Михайловка – Родина – Россия – Разрез-Западный – Павловка-2;

в) Магистраль с двусторонним питанием:

- Ярославка – Лузановка – Озерная падь – Павловка-1;
- Павловка-1 – Карьерная-1 – Осиновка – Ивановка – Речная – М.

Разомкнутые участки сети:

а) Радиальные сети:

- Уссурийск-2 – ЛРЗ;
- Кожзавод – Сах. комбинат;
- Павловка-2 – Разрез;
- Павловка-2 – Отвал-2;
- Уссурийск-1 – Барановский полигон;
- Ярославка – Карьер (Разрез);

б) Магистральные сети:

- Павловка-2 – Разрез-2 – Разрез-3;
- Павловка-2 – Карьер-2 – Отвал-3.

2.2 Анализ способа присоединения ПС к электрической сети

В зависимости от места и способа присоединения подстанции к электрической сети нормативные документы не устанавливают классификации

подстанций по месту и способу присоединения к электрической сети. Однако ряд источников даёт классификацию исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения подстанций:

- Тупиковые – питаемые по одной или двум радиальным линиям;
- Ответвительные – присоединяемые к одной или двум проходящим линиям на ответвлениях;
- Проходные – присоединяемые к сети путём захода одной линии с двухсторонним питанием;
- Узловые – присоединяемые к сети не менее чем тремя питающими линиями.

В таблице 3 представлена разбивка подстанций района в соответствии с приведенной выше классификацией.

Таблица 3 – Способы присоединения ПС в районе проектирования.

Тупиковые	Ответвительные	Проходные
ЛРЗ Сах. комбинат Разрез-4 Отвал-2 Барановский полигон Карьер (разрез) Разрез-3 Отвал-3	Михайловка Кипарисово Водозабор АРЗ Разрез-Западный Разрез-2 Карьер-2	Уссурийск тяговая Уссурийск-2 Междуречье УКФ Уссурийск-1 Тереховка Раздольное 2 Раздольное 1 Западная Шахта 7 ЖБИ-130 Павловка-2 Ярославка Павловка-1 Наждединская тяговая Кожзавод Известковая Баневур МЖК Раковка УМЗ Молокозавод Мелькомбинат Новоникольск Коммунар Воздвиженка Тимирязевка Михайловка

		Родина Россия Лузановка Озерная падь Карьерная-1 Осиновка Ивановка Речная М
--	--	---

Как видно из таблицы 3, основную массу подстанций в анализируемом районе составляют проходные подстанции – 37 подстанций (71% от общего числа). Тупиковые и ответвительные подстанции составляют соответственно 15,5% и 13,5%.

2.3 Структуризация сети по типовым схемам распределительных устройств

Схема электрических соединений подстанции должна обеспечивать надежное электроснабжение присоединенных потребителей и надежный транзит мощности через подстанцию в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах. При выборе схемы подстанции должно быть предусмотрено последующее развитие распределительного устройства (РУ) без значительных работ по реконструкции и перерывов в электроснабжении потребителей. Для достижения высокой надежности и удобства эксплуатации большое значение имеет унификация конструктивных решений по подстанциям. Для унификации конструктивных решений по подстанциям необходимо применять типовые главные схемы электрических соединений.

Главные схемы электрических соединений подстанций должны выбираться с использованием типовых схем РУ 35 – 750 кВ.

Нетиповые главные схемы могут применяться только в случае специального технико-экономического обоснования. Как правило, нетиповые схемы применяют при реконструкции и эксплуатации действующих подстанций.

Проведенный анализ показал наличие в исследуемом районе подстанций со следующими схемами распределительных устройств:

- **1-Блок (линия-трансформатор) с разъединителем:** Разрез-4, Карьер-2
- **3Н-Блок (линия-трансформатор) с выключателем:** Кипарисово, Новоникольск, Михайловка, Отвал-2, Водозабор, АРЗ, Разрез-2, , Разрез-3, Отвал-3;
- **4-Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линии:** ЛРЗ;
- **4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии:** Кожзавод, Карьерная-1, Ивановка, Речная;
- **5Н-Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии:** Уссурийск тяговая, Междуречье, УКФ, Тереховка, Шахта 7, Надеждинская тяговая, ЖБИ-130, Павловка-1, Известковая, Баневур, Раковка, УМЗ, Молокозавод, Мелькомбинат, Коммунар, Воздвиженка, Тимирязевка, Родина, Россия, Лузановка, Озерная падь, Осиновка, М, Сах. комбинат, Барановский полигон, Карьер (разрез);
- **6Н-Треугольник:** Раздольное 2;
- **9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин:** Уссурийск-1, Ярославка;
- **12-Одна секционированная система шин с обходной:** Уссурийск-2, Западная;
- **«Нетиповая» схема:** Раздольное 1, Павловка-2, Разрез-Западный, МЖК.

2.4 Анализ линий по классам номинальных напряжений

Суммарная длина сетей района проектирования приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Суммарная длина сетей района проектирования.

Класс напряжения, кВ	Суммарная длина линии, км
110	374,875
35	330,908

Как видно из таблицы, большая часть линий анализируемого района приходится на линии номинальным напряжением 110 кВ.

2.5 Диапазон сечений ВЛ по каждой марке

Диапазон сечений ВЛ по каждой марке приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Сечения проводов ВЛ в проектируемом районе.

Класс напряжения	Марка провода
110 кВ	АС: 95, 120, 150, 240, мм ² М: 70, 95 мм ²
35 кВ	АС: 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185 мм ² МГ: 50 мм ²

Как видно из таблицы в анализируемом районе линии 110 кВ выполнены сталеалюминиевыми и медными проводами различными сечениями: 70-240 мм² и 70-95 мм² соответственно. Линии 35 кВ выполнены также сталеалюминиевыми и медными проводами сечениями 35-185 мм² и 50 мм² соответственно.

2.6 Линии, выполненные разными сечениями и проводом

Сети 110 кВ:

- Павловка-1 – Уссурийск-2: линия выполнена проводом АС-95, АС-120 и АС-185;
- Ярославка – Павловка-1: линия выполнена проводом АС-95, АС-120 и АС-185;
- ЖБИ-130 – Михайловка: линия выполнена проводом АС-95 и АС-240;
- Уссурийск тяговая – Надеждинская тяговая: линия выполнена проводом АС-95 и АС-150;
- Западная – Шахта 7: линия выполнена проводом М-70 и АС-120;
- АТЭЦ – Уссурийск-1: линия выполнена проводом М-95, АС-185 и АС-240.

Сети 35 кВ:

- Кожзавод – Водозабор: линия выполнена проводом АС-95 и АС-120;
- Кожзавод – Беневур: линия выполнена проводом АС-70, АС-95 и АС-120;
- Водозабор – Беневур: линия выполнена проводом АС-95 и АС-120;
- Раковка – Уссурийск-2: линия выполнена проводом АС-70 и АС-120;
- Уссурийск-1 – Барановский полигон: линия выполнена проводом АС-95 и АС-120;
- Молокозавод – УМЗ: линия выполнена проводом АС-70 и АС-150;

- УМЗ – Уссурийск-2: линия выполнена проводом АС-70, АС-120 и АС-150;
- Павловка-1 – Карьерная-1: линия выполнена проводом АС-35 и АС-95;
- Павловка-1 – Озерная падь: линия выполнена проводом АС-70 и АС-95;
- Озерная падь – Лузановка: линия выполнена проводом АС-50 и АС-95.

2.7 Соответствие сечений проводов ВЛ в исследуемом регионе, протекающему по ним току

В таблице 6 представлены данные для анализа соответствия марки и сечения проводов на линиях, попадающих в зону размещения ТОР «Михайловский» экономическим токовым интервалам.

Таблица 6 – Токи линий анализируемого участка сети

Наименование ВЛ	Класс напряжения	Марка/сечение провода, мм ²	Максимальный ток линии, А	Длительно допустимый ток, А	Сечение ВЛ по экономическому токовому интервалу, мм ²
Уссурийск-2 – Михайловка – ЖБИ-130	110	АС/240	62	610	240
Отпайка на ПС Михайловка от ВЛ Уссурийск-2 – ЖБИ-130	110	АС/95	27	330	150
ЖБИ-130 – Павловка-2	110	АС/240	17	610	240
Павловка-2 – Ярославка	110	АС/185	30	510	150
Ярославка – Павловка-1	110	АС/95 АС/120 АС/185	5	330 380 513	150 150 185
Павловка-1 – Уссурийск-2	110	АС/95 АС/120 АС/185	65	330 380 513	150 150 185
Михайловка – Родина	35	АС/70	12	265	95
Михайловка – Россия	35	АС/70	9	265	120
Родина – Россия	35	АС/70	5	265	120
Павловка-2 – Россия	35	АС/95	18	330	150

Как видно из таблицы, все сечения, примененных на линиях проводов соответствуют протекаемым по ним токам. Однако, как видно, не все сечения

примененных проводов соответствуют сечениям, необходимых к применению в соответствии с экономическими токовыми интервалами.

2.8 Загруженность подстанций 35 и 110 кВ исследуемого региона

Данные о загруженности подстанций исследуемого региона, а также отклонения суммарной мощности трансформаторов от их летней и зимней нагрузки представим в таблице 7:

Таблица 7 – Загруженность ПС 35 и 110 кВ

Подстанция	Класс напряжения, кВ	Число и мощность трансформаторов	Коэффициент загрузки ПС		Коэффициент загрузки ПС в послеаварийном режиме	
			Лето	Зима	Лето	Зима
Уссурийск-2	220	3*125	0,59	0,85	0,89	1,27
ЖБИ-130	110	1*10;1*6,3	0,05	0,13	0,13	0,33
Михайловка	110	1*7,5	0,56	0,98	0,56	0,98
Павловка-2	110	2*16	0,24	0,29	0,47	0,58
Павловка-1	110	2*10	0,33	0,57	0,67	1,143
Ярославка	110	2*31,5	0,05	0,09	0,13	0,21
Россия	35	2*4	0,23	0,18	0,45	0,37
Родина	35	1*2,5;1*4	0,12	0,17	0,3	0,45
Михайловка	35	1*10	0	0,01	0	0,01

Как видно из таблицы, загруженность практически всех подстанций (за исключением загрузки ПС 110 кВ Михайловка в нормальном режиме в зимний период) не выходит за пределы нормы круглогодично, как в нормальном так и в послеаварийном режиме.

2.9 Трансформаторные ПС с разными номинальными мощностями силовых трансформаторов

ПС 110 кВ:

- Междуречье – установлено 2 трансформатора: 10 МВА и 6,3 МВА;
- ЖБИ-130 – установлено 2 трансформатора: 10 МВА и 6,3 МВА;
- М – установлено 3 трансформатора: 7,5 МВА, 10 МВА и 7,5 МВА;
- Кожзавод – установлено 2 трансформатора: 40 МВА и 31,5 МВА;
- Уссурийск-1 – установлено 2 трансформатора: 31,5 МВА и 40 МВА.

ПС 35 кВ:

- УМЗ – установлено 2 трансформатора: 16 МВА и 7,5 МВА;

- Коммунар – установлено 2 трансформатора: 5,6 МВА и 4 МВА;
- Тимирязевка – установлено 2 трансформатора: 4 МВА и 6,3 МВА;
- Родина – установлено 2 трансформатора: 2,5 МВА и 4 МВА;
- Сах. комбинат – установлено 2 трансформатора: 16 МВА и 4 МВА;
- Барановский полигон – установлено 2 трансформатора: 6,3 МВА и 4 МВА;
- Ивановка – установлено 2 трансформатора: 6,3 МВА и 4 МВА;
- Речная – установлено 2 трансформатора: 3,2 МВА и 2,4 МВА.

2.10 Общие выводы и предложения по реконструкции сетей согласно проведенному анализу

Делая общий вывод, необходимо сказать о том, что, как показал проведенный анализ электрических сетей Михайловского района, в существующей сети имеются следующие отклонения от нормативных значений:

1. Имеются участки сети, выполненные различным сечением провода;
2. Имеются участки сети, выполненные проводом с сечением, не соответствующим экономическим токовым интервалам;
3. На ПС 110 кВ Михайловка наблюдается превышение коэффициента загрузки в нормальном режиме в зимний период нормативным значениям.

Исходя из выявленных отклонений в последующем, необходимо разработать мероприятия по реконструкции существующих сетей, в части: замены существующих проводов на провода с сечениями, соответствующим экономическим токовым интервалам на выявленных проблемных участках (раздел 2. 6); замены на выявленных проблемных участках (таблица 6) проводов линий на провода с одинаковыми сечениями; предусмотреть замену существующего трансформатора на ПС 110 кВ Михайловка на трансформатор большей номинальной мощности.

Вышеуказанные рекомендации необходимы к рассмотрению и реализации в дальнейшем, однако в тему настоящей магистерской диссертации детальная разработка данных мероприятий не входит.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ «АГРОПРОМЫШЛЕННОГО ПАРКА «ПРИМОРСКИЙ» И ИХ АНАЛИЗ

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными – каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.).

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

1. Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания;
2. Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии;
3. Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии;
4. Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;

5. Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;
6. В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения;
7. Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации;
8. Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения;
9. Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании.

Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Варианты подключения новых мощностей кластера «Агропромышленный парк «Приморский» ТОР «Михайловский» приведены на рисунках 1-9; дополнительные рекомендации по реконструкции существующих линий приведены на рисунке 10. Также, данные схемы приведены на листе 1 графической части магистерской диссертации.

Рациональные уровни напряжения определяются по формуле Илларионова Г.А. следующим образом [9]:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1)$$

где l – длина участка, на котором определяется напряжение;

P – поток мощности, передаваемый по этому участку. При расчете напряжения для двухцепных линий P необходимо принимать как $P/2$.

Варианты обеспечения мощностей кластера «Агропромышленный парк «Приморский» ТОР «Михайловский»:

Вариант №1

Вариант №1 представлен на рисунке 1.

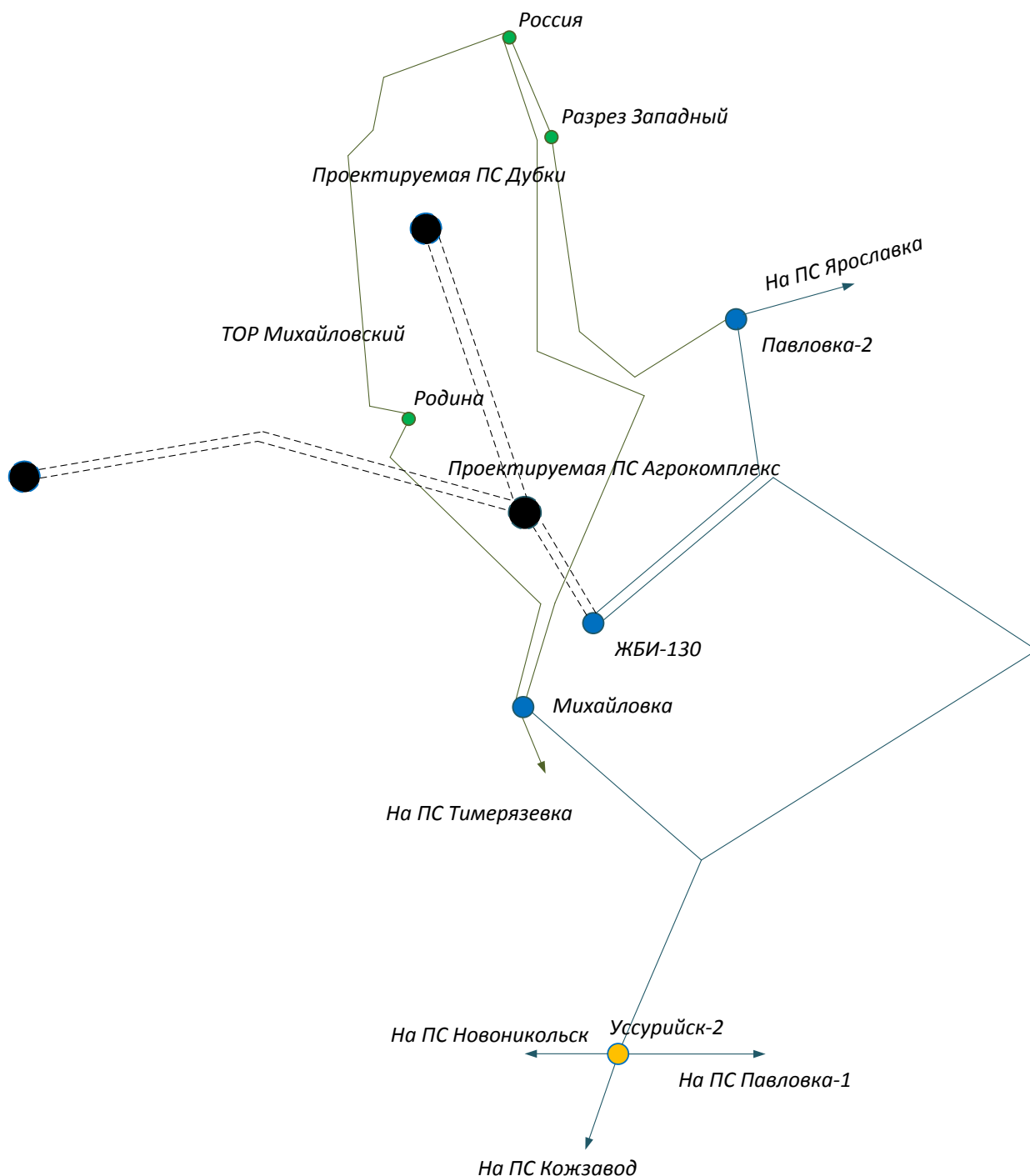


Рисунок 1 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №1

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 3 подстанций: Агрокомплекс, Ленинское, Дубки.

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Агрокомплекс – 28,21 МВт;
- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих двухцепных линий: ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс, ПС Агрокомплекс – ПС Ленинское и ПС Агрокомплекс – ПС Дубки.

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс

Расчетная длина линии – 3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3} + \frac{28,21}{2}}} = 53,84 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам [21], при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

2. ПС Агрокомплекс – ПС Ленинское

Расчетная длина линии – 13,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{13,3} + \frac{5,1}{2}}} = 31,34 \text{ кВ.}$$

Таким образом, рациональное напряжение для данной линии составляет 35 кВ.

3. ПС Агрокомплекс – ПС Дубки

Расчетная длина линии – 7,7 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7,7} + \frac{11,64}{2}}} = 44,97 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанций «Агрокомплекс» и «Дубки» необходимо осуществлять также на напряжении 110 кВ, подстанции «Ленинское» – на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Агрокомплекс – 12-Одна секционированная система шин с обходной;
- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также необходима реконструкция существующей ПС 110 кВ ЖБИ-130 в части изменения схемы распределительного устройства (согласно проведенного анализа сечений проводов в ПС ЖБИ-130 врезка новой линии 110 кВ возможна).

Количество новых выключателей 110 кВ при заданной схеме – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является повышенная надежность проектируемых линий, стабильное качество электроснабжения, а также возможность подключения к проектируемым подстанциям новых мощностей в дальнейшем (учитывая интенсивность развития юга Приморского края).

Недостатком является повышенная стоимость строительства, ввиду строительства в регионе 2 подстанций 110 кВ с соответствующими линиями, общей длиной порядка 10,7 км, большое количество необходимого к установке оборудования ПС 110 кВ (учитывая выбранные схемы РУ, а также необходимость реконструкции существующей ПС 110 кВ ЖБИ-130).

Вариант №2

Вариант №2 представлен на рисунке 2.

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 2 подстанций: «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

При данном варианте увеличится также нагрузка на существующую ПС 110 кВ Павловка-2 в размере 11,47 МВт (подключение 3 объектов: АТП и МТС, КПК с элеватором и ЦПС).

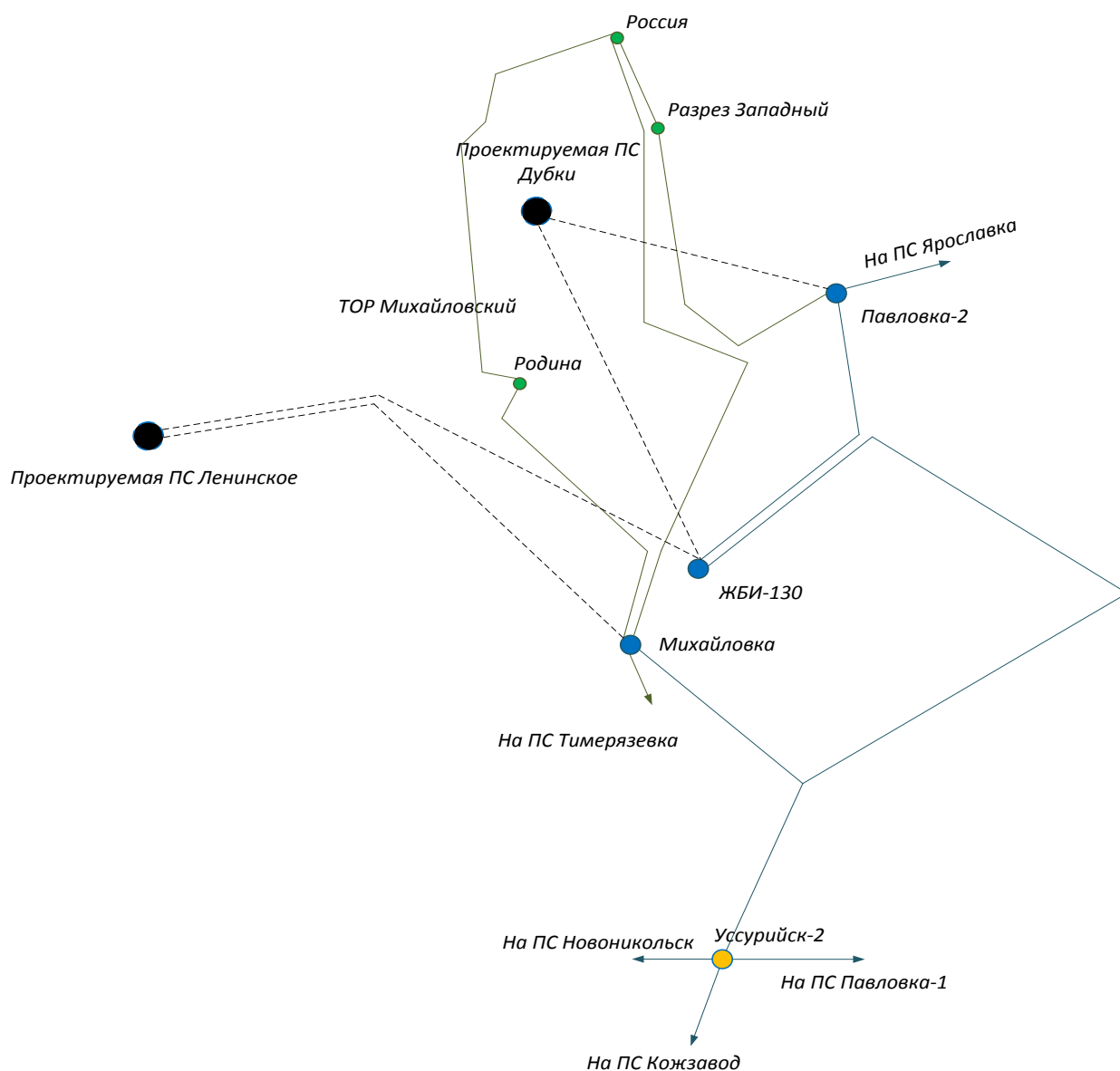


Рисунок 2 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №2

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих линий: ПС Михайловка – ПС Ленинское, ПС Ленинское – ПС ЖБИ-130, ПС ЖБИ-130 – ПС Дубки и ПС Дубки – ПС Павловка-2.

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. *ПС Михайловка – ПС Ленинское*

Расчетная длина линии – 16,4 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,4} + \frac{2500}{5,1}}} = 43,82 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

2. *ПС Ленинское – ПС ЖБИ-130*

Расчетная длина линии – 17 км;

Рациональное напряжение – ввиду рассчитанного рационального напряжения по ВЛ ПС Михайловка – ПС Ленинское 110 кВ, на заданном отрезке напряжение принимается аналогичное.

3. *ПС ЖБИ-130 – ПС Дубки*

Расчетная длина линии – 11,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11,3} + \frac{2500}{11,64}}} = 62,15 \text{ кВ}.$$

Таким образом, рациональное напряжение для данной линии составляет 110 кВ.

4. *ПС Дубки – ПС Павловка-2*

Расчетная длина линии – 8,4 км;

Рациональное напряжение – ввиду рассчитанного рационального напряжения по ВЛ ПС ЖБИ-130 – ПС Дубки 110 кВ, на заданном отрезке напряжение принимается аналогичное.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанций «Ленинское» и «Дубки» необходимо осуществлять также на напряжении 35 кВ и 110 кВ соответственно.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также, при данном варианте подключения новых подстанций необходимо произвести реконструкцию существующих ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ Павловка-2, ПС 110 кВ ЖБИ-130 в части изменения схемы распределительных устройств 110 кВ (согласно проведенного анализа сечений проводов в вышеуказанных ПС врезка новых линий 110 кВ возможна).

Количество новых выключателей 110 кВ при заданной схеме – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является надежность проектируемых линий, обеспечивающих стабильное качество электроснабжения ввиду присоединения проектируемых подстанций от фактически независимых источников.

Недостатком является повышенная стоимость строительства, ввиду строительства в регионе 2 подстанций 110 кВ с соответствующими линиями, общей длиной порядка 53,1 км, большое количество необходимого к установке оборудования ПС 110 кВ (учитывая выбранные схемы РУ, а также необходимость реконструкции трех существующих ПС 110 кВ), а также необходимость подключения части мощностей ТОР к существующей подстанции, что в отсутствие дополнительно построенной подстанции впоследствии может повлечь нехватку мощностей в интенсивно развивающемся регионе.

Вариант №3

Вариант №3 представлен на рисунке 3.

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 2 подстанций: «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

При данном варианте увеличится также нагрузка на существующую ПС 110 кВ Павловка-2 в размере 11,47 МВт (подключение 3 объектов: АТП и МТС, КПК с элеватором и ЦПС).

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих линий: двухцепная ВЛ ПС Родина – ПС Ленинское, ПС Дубки – ПС Россия, ПС Дубки – ПС Разрез Западный.

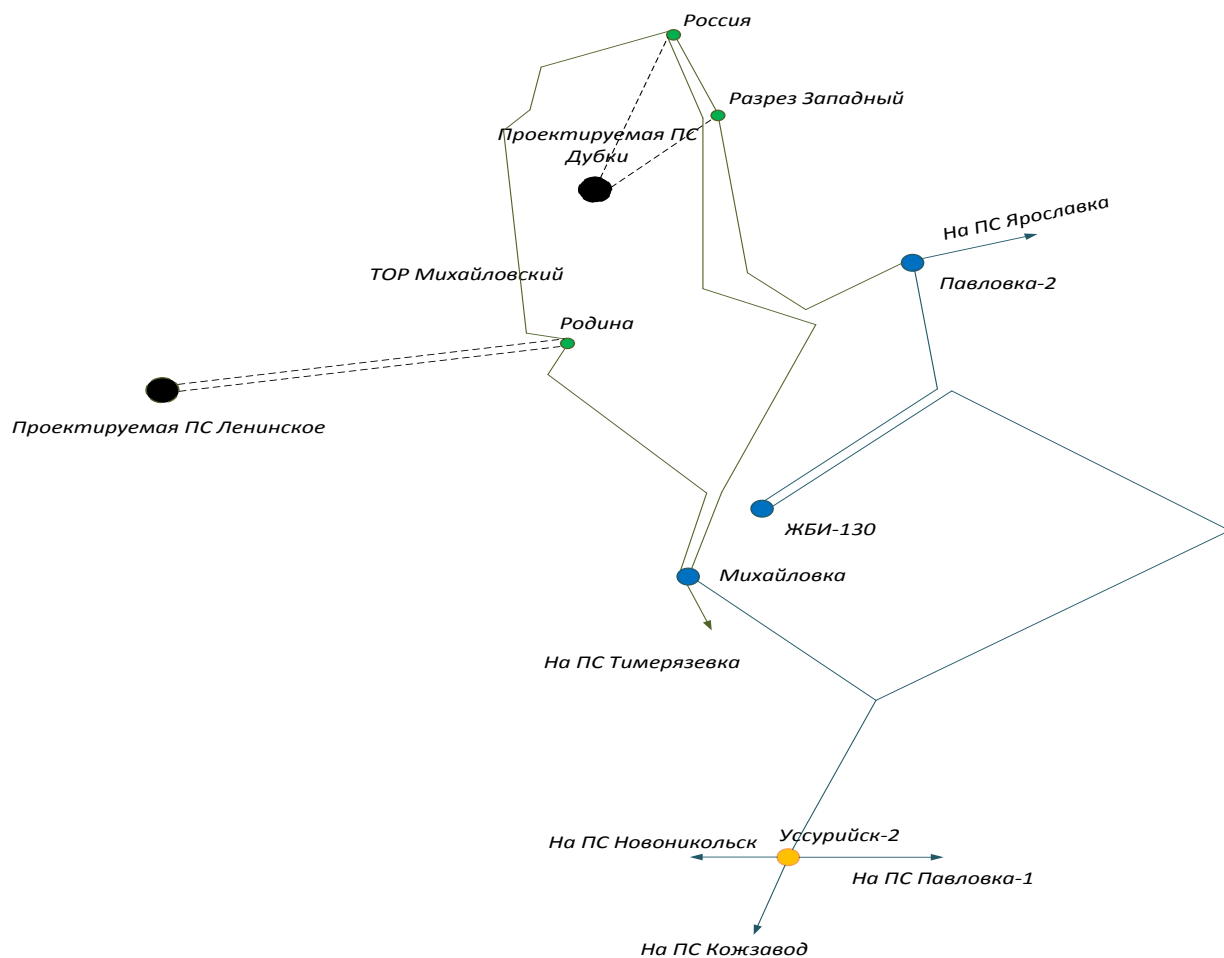


Рисунок 3 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №3

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. *ПС Ленинское – ПС Родина*

Расчетная длина линии – 10,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,3} + \frac{2500}{5,1}}} = 31,17 \text{ кВ}.$$

Таким образом, рациональное напряжение для данной линии составляет 35 кВ.

2. *ПС Дубки – ПС Россия*

Расчетная длина линии – 5,2 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,2} + \frac{2500}{11,64}}} = 56,72 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

3. *ПС Дубки – ПС Разрез Западный*

Расчетная длина линии – 3,6 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,6} + \frac{2500}{11,64}}} = 53,18 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанций «Ленинское» и «Дубки» необходимо осуществлять также на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также, при данном варианте подключения новых подстанций необходимо произвести реконструкцию существующих ПС 35 кВ Россия, ПС 35 кВ Разрез Западный, ПС 35 кВ Родина в части изменения схемы распределительных устройств 35 кВ (согласно проведенного анализа сечений проводов в вышеуказанных ПС врезка новых линий 35кВ возможна).

Количество новых выключателей 35 кВ при заданной схеме – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является надежность проектируемых линий, обеспечивающих стабильное качество электроснабжения ввиду присоединения проектируемых подстанций от фактически независимых источников.

Недостатком является необходимость подключения части мощностей ТОР к существующей подстанции, что в отсутствие дополнительно построенной подстанции впоследствии может повлечь нехватку мощностей в интенсивно развивающемся регионе.

Вариант №4

Вариант №4 представлен на рисунке 4.

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 2 подстанций: «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

При данном варианте увеличится также нагрузка на существующую ПС 110 кВ Павловка-2 в размере 11,47 МВт (подключение 3 объектов: АТП и МТС, КПК с элеватором и ЦПС).

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих линий: ПС Михайловка – ПС Ленинское, ПС Ленинское – ПС Дубки, ПС Дубки – ПС Павловка-2.

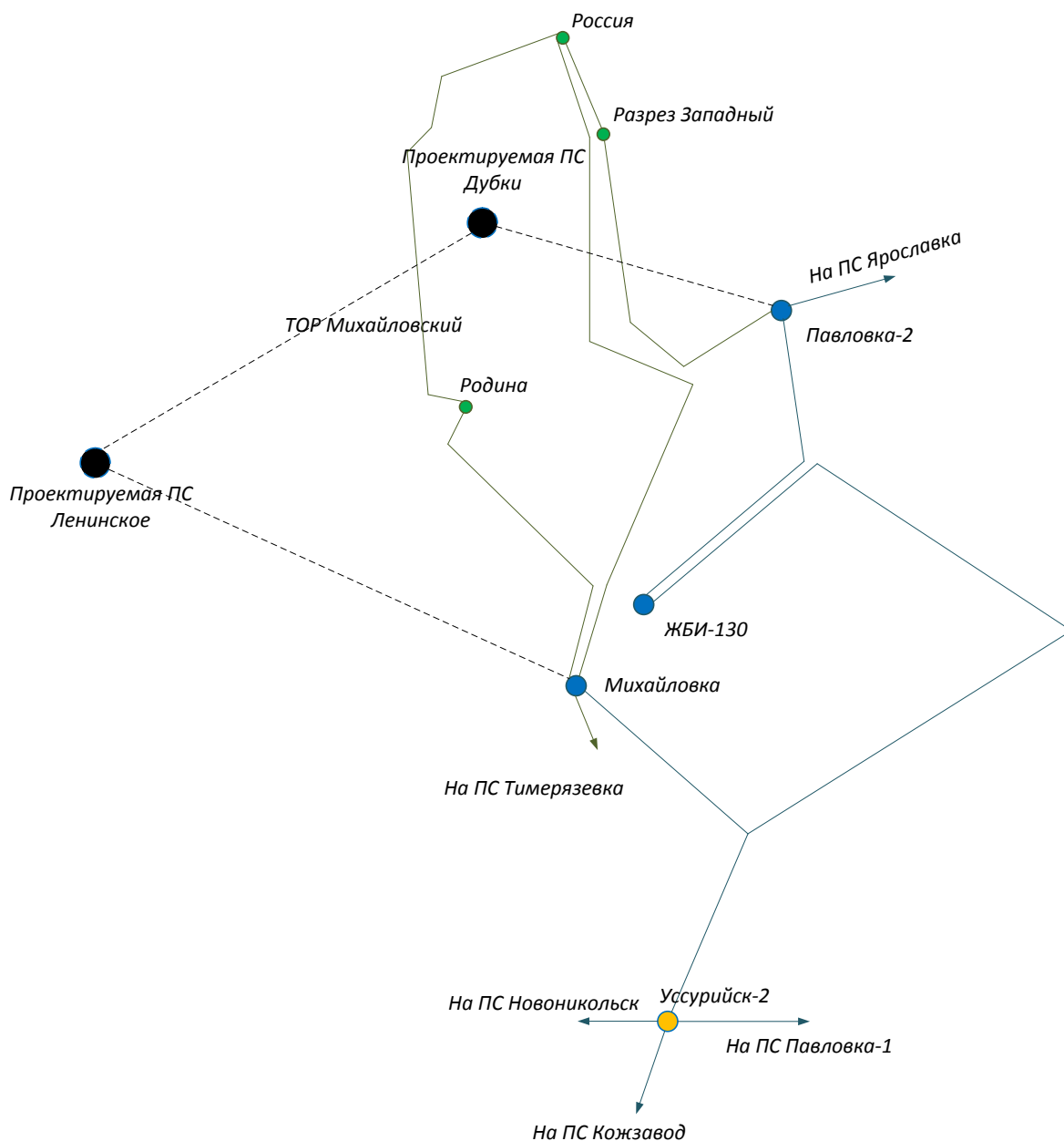


Рисунок 4 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №4
Расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1) для данного варианта:

1. *ПС Михайловка – ПС Ленинское*

Расчетная длина линии – 14,7 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{14,7} + \frac{2500}{5,1}}} = 43,67 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

2. *ПС Павловка-2 – ПС Дубки*

Расчетная длина линии – 8,4 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8,4} + \frac{2500}{11,64}}} = 60,38 \text{ кВ}.$$

Таким образом, рациональное напряжение для данной линии составляет 110 кВ.

3. *ПС Дубки – ПС Ленинское*

Расчетная длина линии – 12,4 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12,4} + \frac{2500}{11,64}}} = 62,61 \text{ кВ}.$$

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанций «Ленинское» и «Дубки» необходимо осуществлять также на напряжении 110 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также, при данном варианте подключения новых подстанций необходимо произвести реконструкцию существующих ПС 110 кВ Михайловка, ПС 110 кВ

Павловка-2, в части изменения схемы распределительных устройств 110 кВ (согласно проведенного анализа сечений проводов в подстанции Михайловка и Павловка-2 врезка новой линии 110 кВ возможна).

Количество новых выключателей 110 кВ при заданной схеме – 6 шт.

Достоинствами данного варианта является надежность проектируемых линий (в «кольце»), обеспечивающих стабильное качество электроснабжения ввиду присоединения проектируемых подстанций от фактически независимых источников.

Недостатком является повышенная стоимость строительства, ввиду строительства в регионе 2 подстанций 110 кВ с соответствующими линиями, общей длиной порядка 35,5 км, необходимость реконструкции двух существующих существующих ПС 110 кВ, а также необходимость подключения части мощностей ТОР к существующей подстанции, что в отсутствие дополнительно построенной подстанции впоследствии может повлечь нехватку мощностей в интенсивно развивающемся регионе.

Вариант №5

Вариант №5 представлен на рисунке 5.

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 2 подстанций: «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

При данном варианте увеличится также нагрузка на существующую ПС 110 кВ Павловка-2 в размере 11,47 МВт (подключение 3 объектов: АТП и МТС, КПК с элеватором и ЦПС).

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих линий: двухцепная ВЛ ПС Родина – ПС Ленинское, ПС Родина – ПС Дубки, ПС Дубки – ПС Разрез Западный.

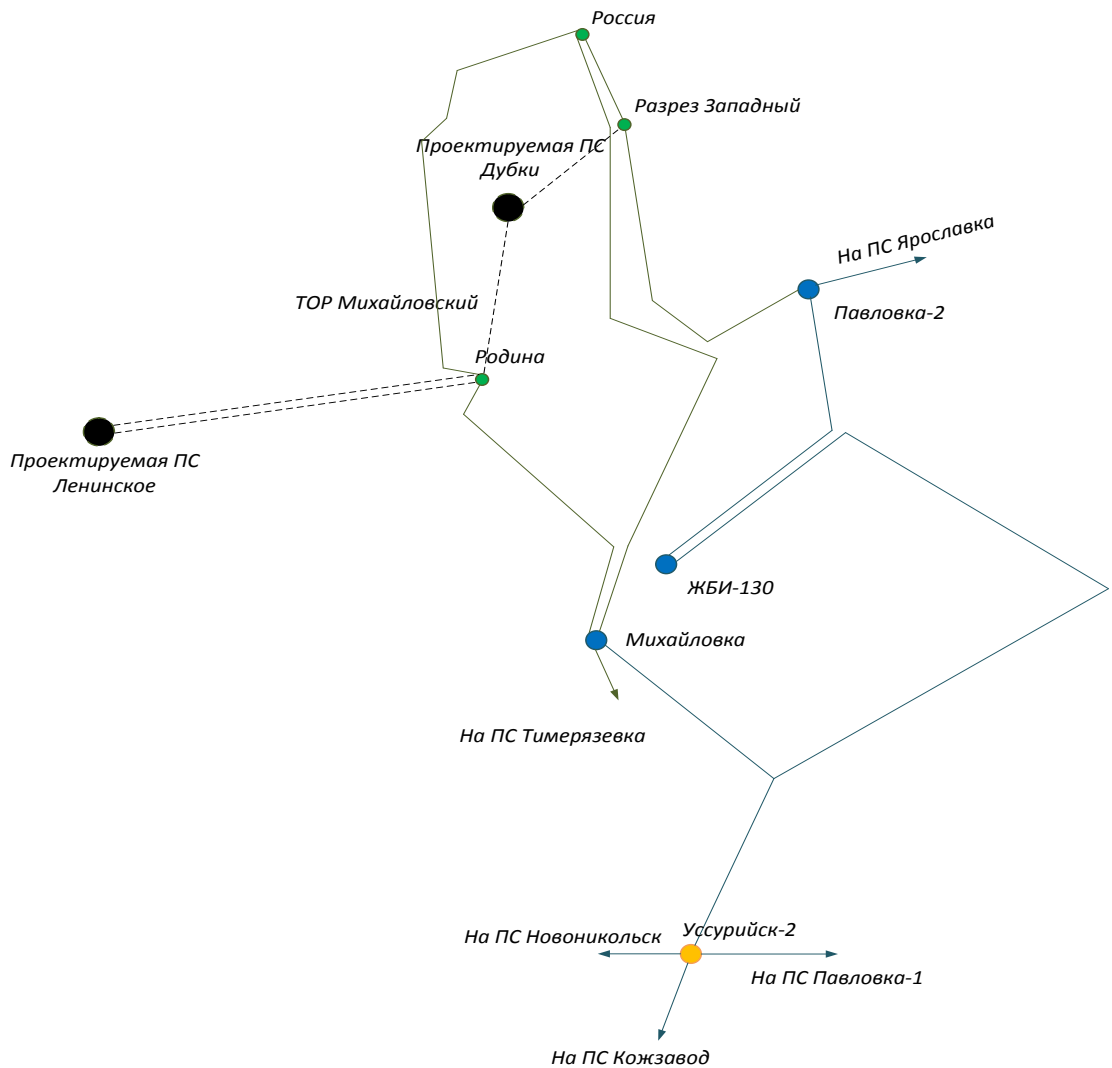


Рисунок 5 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №5

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. ПС Ленинское – ПС Родина

Расчетная длина линии – 10,3 км;

Рациональное напряжение:
$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,3} + \frac{2500}{2} + \frac{5,1}{2}}} = 31,17 \text{ кВ}.$$

Таким образом, рациональное напряжение для данной линии составляет 35 кВ.

2. ПС Родина – ПС Дубки

Расчетная длина линии – 4,8 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4,8} + \frac{2500}{11,64}}} = 55,99 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

3. ПС Разрез Западный – ПС Дубки

Расчетная длина линии – 3,6 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,6} + \frac{2500}{11,64}}} = 53,18 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанций «Ленинское» и «Дубки» необходимо осуществлять также на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также, при данном варианте подключения новых подстанций необходимо произвести реконструкцию существующих ПС 35 кВ Родина, ПС 35 кВ Разрез Западный в части изменения схемы распределительных устройств 35 кВ (согласно проведенного анализа сечений проводов в вышеуказанных ПС врезка новых линий 35кВ возможна).

Количество новых выключателей 35 кВ при заданной схеме – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является надежность проектируемых линий, обеспечивающих стабильное качество электроснабжения ввиду

присоединения проектируемых подстанций от фактически независимых источников.

Недостатком является необходимость подключения части мощностей ТОР к существующей подстанции, что в отсутствие дополнительно построенной подстанции впоследствии может повлечь нехватку мощностей в интенсивно развивающемся регионе.

Вариант №6

Вариант №6 представлен на рисунке 6.

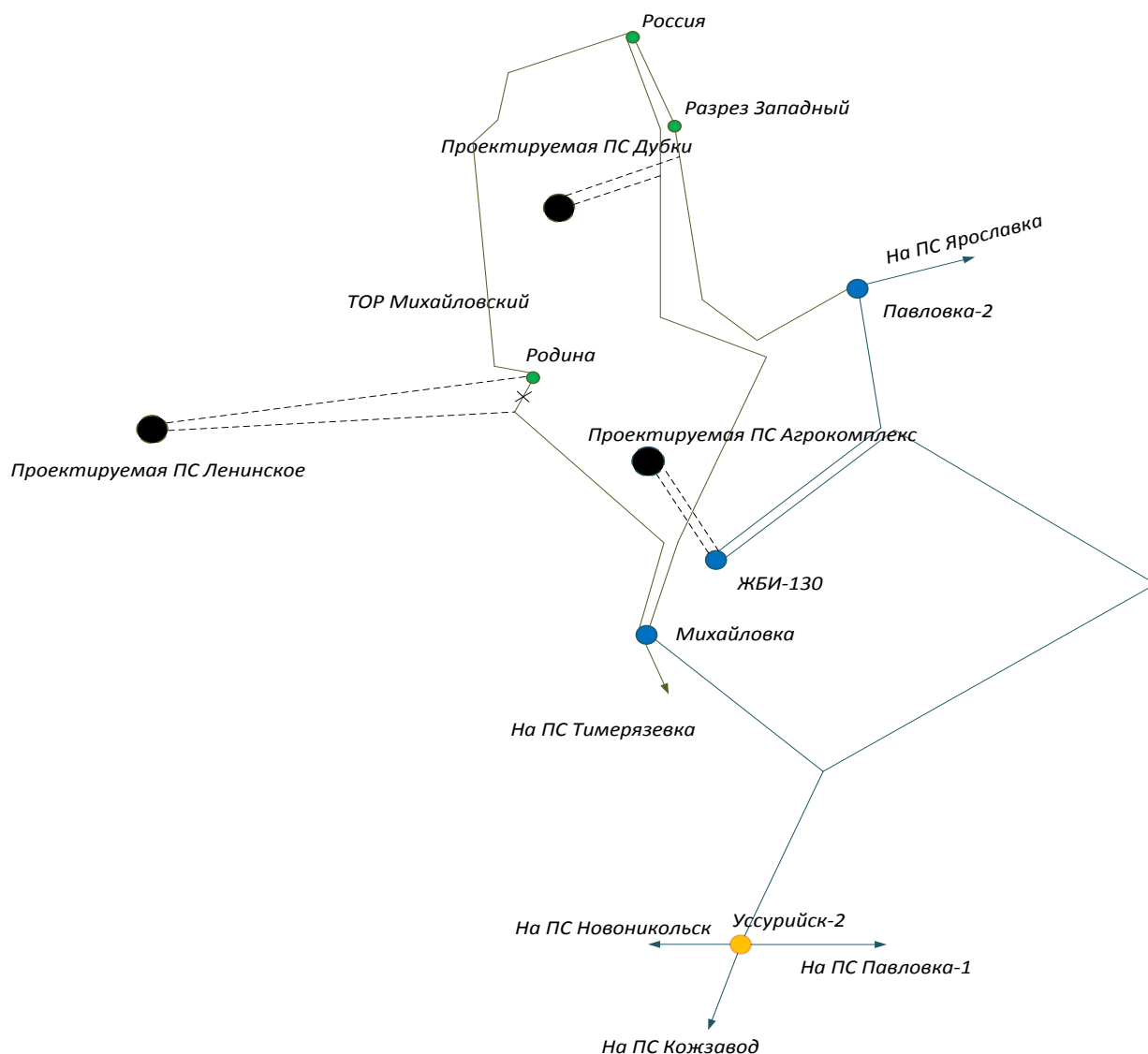


Рисунок 6 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №6

При данном варианте необходимо строительство 3 подстанций: «Агрокомплекс», «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Агрокомплекс – 11,47 МВт;
- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих линий: двухцепная ВЛ ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс, ПС Родина – ПС Ленинское, ПС Ленинское – ВЛ ПС Родина – ПС Михайловка (врезка в линию с последующим демонтажем участка от места врезки до ПС 35 кВ Родина), ПС Дубки – ВЛ ПС Россия – ПС Михайловка (врезка в линию) и ПС Дубки – ВЛ ПС Разрез Западный – ПС Павловка-2 (врезка в линию).

Также необходим демонтаж части существующей линии ПС Родина – ПС Михайловка согласно схемы, длина демонтируемого участка – 1 км.

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. *ПС Дубки – ВЛ ПС Россия» – ПС Михайловка (врезка в линию)*

Расчетная длина линии – 2,6 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{2,6} + \frac{2500}{11,64}}} = 49,56 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

2. *ПС Дубки – ВЛ ПС Разрез Западный – Павловка (врезка в линию)*

Расчетная длина линии – 3,4 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,4} + \frac{2500}{11,64}}} = 52,57 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

3. *ПС Ленинское – ПС Родина*

Расчетная длина линии – 10,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,3} + \frac{2500}{5,1}}} = 43,08 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

4. *ПС Ленинское – ВЛ ПС Родина – ПС Михайловка (врезка в линию с последующим демонтажем участка от места врезки до ПС 35 кВ Родина)*

Расчетная длина линии – 9,8 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{9,8} + \frac{2500}{5,1}}} = 42,98 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

5. *ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс*

Расчетная длина линии – 3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3} + \frac{11,47}{2}}} = 40,74 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме (учитывая, что на ПС 110 кВ ЖБИ-130 установлен трансформатор 110/6 кВ) возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанции «Агрокомплекс» на напряжении 110 кВ, подстанции «Ленинское» и «Дубки» необходимо осуществлять на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Агрокомплекс – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также, при данном варианте подключения новых подстанций необходимо произвести реконструкцию существующих ПС 35 кВ Родина, ПС 110 кВ ЖБИ-130 в части изменения схемы распределительных устройств 35 кВ и 110 кВ (согласно проведенного анализа сечений проводов в вышеуказанных ПС врезка новых линий 110 кВ и 35кВ возможна).

Количество новых выключателей 35 кВ при заданной схеме – 5 шт., 110 кВ – 4 шт.

Достоинствами данного варианта является надежность проектируемых линий, обеспечивающих стабильное качество электроснабжения ввиду присоединения проектируемых подстанций от фактически независимых источников.

Недостатком является необходимость помимо реконструкции существующей ПС 110 кВ ЖБИ-130 участка существующей линии ВЛ ПС Родина – ПС Михайловка.

Вариант №7

Вариант №7 представлен на рисунке 7.

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 3 подстанций: «Агрокомплекс», «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Агрокомплекс – 11,47 МВт;
- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих двухцепных линий: ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс, ПС Родина – ПС Ленинское и ПС Павловка-2 – ПС Дубки.

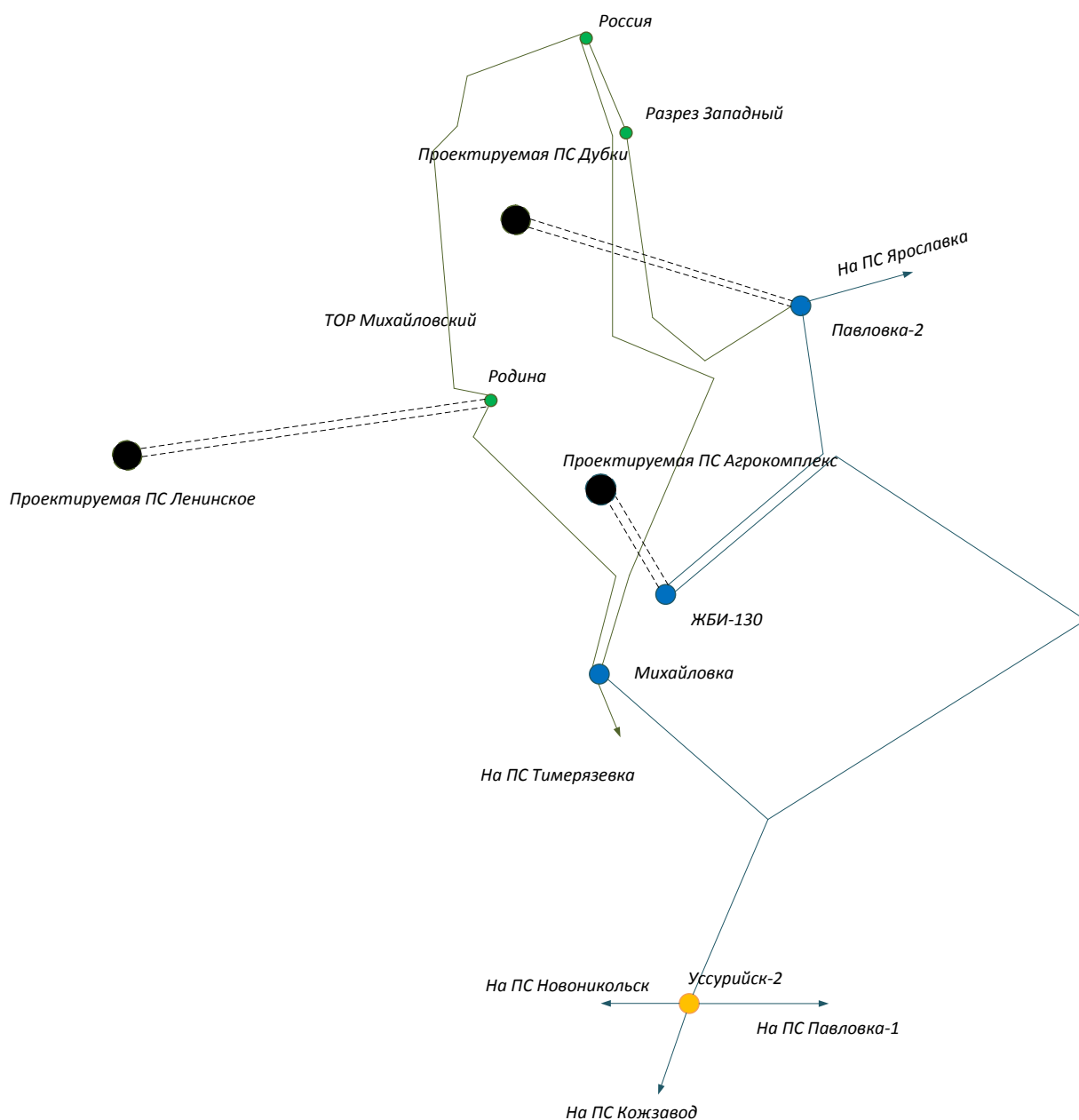


Рисунок 7 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №7

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. *ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс*

Расчетная длина линии – 3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3} + \frac{11,47}{2}}} = 40,74 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме (учитывая, что на ПС 110 кВ ЖБИ-130 установлен трансформатор 110/6 кВ) возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

2. *ПС Дубки – ПС Павловка-2*

Расчетная длина линии – 9,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{9,3} + \frac{11,64}{2}}} = 45,48 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

3. *Родина – ПС Ленинское*

Расчетная длина линии – 10,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,3} + \frac{5,1}{2}}} = 31,17 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанции «Агрокомплекс» необходимо осуществлять на напряжении 110 кВ, подстанций «Ленинское» и «Дубки» – на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Агрокомплекс – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также необходима реконструкция существующей ПС 110 кВ ЖБИ-130, ПС 110 кВ Павловка-2 и ПС 110 кВ Родина в части изменения схем распределительных устройств (согласно проведенного анализа сечений проводов в ПС врезка новых линий возможна).

Количество новых выключателей 110 кВ при заданной схеме – 4 шт., 35 кВ – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является повышенная надежность проектируемых линий, стабильное качество электроснабжения, а также возможность подключения к проектируемым подстанциям новых мощностей в дальнейшем (учитывая интенсивность развития юга Приморского края).

Недостатком является необходимость реконструкции существующих ПС 110 кВ ЖБИ-130 и ПС 110 кВ Павловка-2.

Вариант №8

Вариант №8 представлен на рисунке 8.

Как видно из схемы, при данном варианте необходимо строительство 3 подстанций: «Агрокомплекс», «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Агрокомплекс – 11,47 МВт;
- ПС Ленинское – 5,1 МВт;

- ПС Дубки – 11,64 МВт.

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих двухцепных линий: ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс, ПС Родина – ПС Ленинское и ПС Павловка-2 – ПС Дубки.

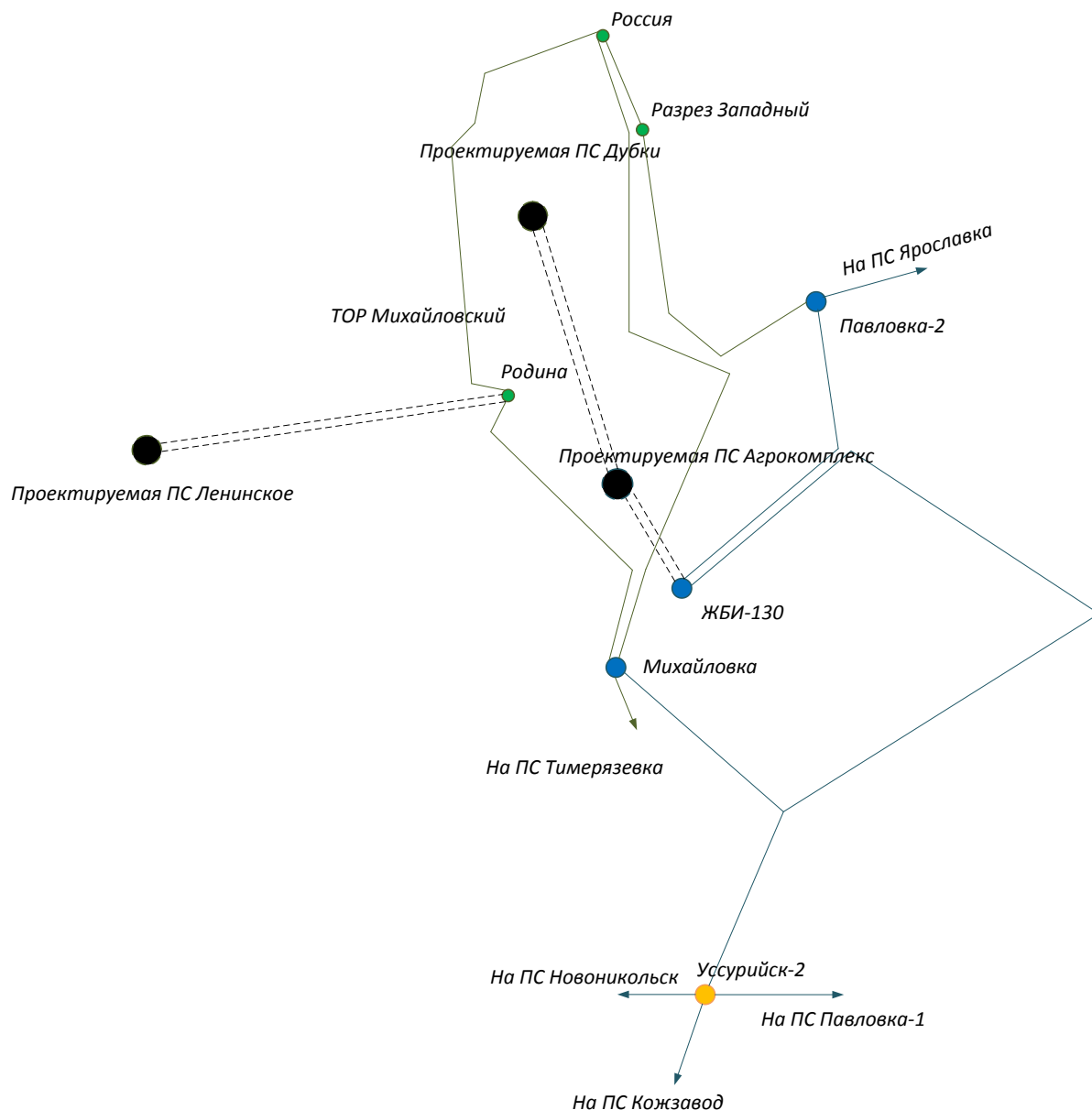


Рисунок 8 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №8

Далее необходимо указать расчетные длины линий и рациональные напряжения, рассчитанные по формуле (1):

1. ПС ЖБИ-130 – ПС Агрокомплекс

Расчетная длина линии – 3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3} + \frac{11,47}{2} \frac{2500}{2}}} = 40,74 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме (учитывая, что на ПС 110 кВ ЖБИ-130 установлен трансформатор 110/6 кВ) возьмем рациональное напряжение – 110 кВ.

2. ПС Агрокомплекс – ПС Дубки

Расчетная длина линии – 7,7 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7,7} + \frac{11,64}{2} \frac{2500}{2}}} = 44,97 \text{ кВ}.$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

3. Родина – ПС Ленинское

Расчетная длина линии – 10,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,3} + \frac{5,1}{2} \frac{2500}{2}}} = 31,17 \text{ кВ}.$$

Таким образом, рациональное напряжение для данной линии составляет 35 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанции «Агрокомплекс» необходимо осуществлять на напряжении 110 кВ, подстанций «Ленинское» и «Дубки» – на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Агрокомплекс – 12-Одна секционированная система шин с обходной;

- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также необходима реконструкция существующей ПС 110 кВ ЖБИ-130 и ПС 35 кВ Родина в части изменения схемы распределительного устройства (согласно проведенного анализа сечений проводов в подстанциях врезка новых линий возможна).

Количество новых выключателей 110 кВ при заданной схеме – 4 шт., 35 кВ – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является повышенная надежность проектируемых линий, стабильное качество электроснабжения, а также возможность подключения к проектируемым подстанциям новых мощностей в дальнейшем (учитывая интенсивность развития юга Приморского края).

Недостатком является необходимость реконструкции существующих ПС 110 кВ ЖБИ-130 и ПС 35 кВ Родина.

Вариант №9

Вариант №9 представлен на рисунке 9.

При данном варианте необходимо строительство 2 подстанций: «Ленинское», «Дубки».

Ориентировочная нагрузка на проектируемые подстанции на заданной схеме, следующая:

- ПС Ленинское – 5,1 МВт;
- ПС Дубки – 11,64 МВт.

При данном варианте увеличится также нагрузка на существующую ПС 110 кВ Павловка-2 в размере 11,47 МВт (подключение 3 объектов: АТП и МТС, КПК с элеватором и ЦПС).

Для подключения к сети вышеуказанных подстанций необходимо строительство следующих двухцепных линий: ПС Родина – ПС Ленинское, ПС Дубки – ПС Павловка-2.

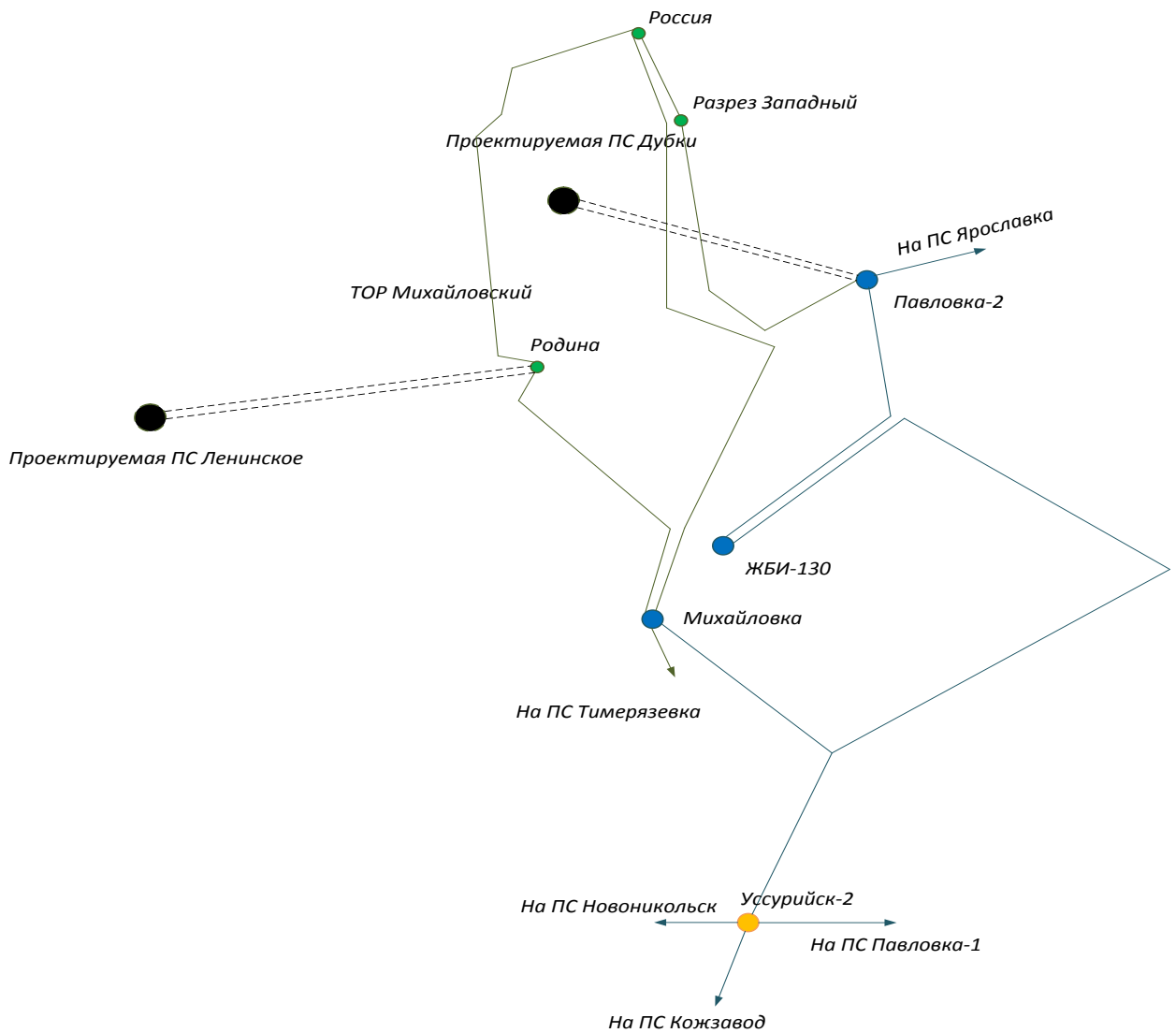


Рисунок 9 – схема присоединения проектируемых ПС для обеспечения электроснабжения «Агропромышленного парка «Приморский» №9

Далее необходимо рассчитать длины линий и рациональные напряжения по формуле (1):

1. ПС Родина – ПС Ленинское

Расчетная длина линии – 10,3 км;

Рациональное напряжение:
$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10,3} + \frac{\frac{2500}{5,1}}{2}}} = 31,17 \text{ кВ}. \text{ Таким образом,}$$

рациональное напряжение для данной линии составляет 35 кВ.

2. ПС Дубки – ПС Павловка-2

Расчетная длина линии – 9,3 км;

$$\text{Рациональное напряжение: } U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{9,3} + \frac{11,64}{2} \frac{2500}{}}} = 45,48 \text{ кВ.}$$

Согласно номограммам, при заданной длине линии и мощности возможно применение напряжения как 110 кВ, так и 35 кВ.

При заданной схеме возьмем рациональное напряжение – 35 кВ.

В соответствии с выбранным напряжением строящихся линий, строительство подстанций «Ленинское» и «Дубки» необходимо осуществлять на напряжении 35 кВ.

Схемы распределительных устройств подключаемых подстанций:

- ПС Ленинское – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;
- ПС «Дубки – 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

Также, при данном варианте подключения новых подстанций необходимо произвести реконструкцию существующих ПС 110 кВ Павловка-2 и ПС 35 кВ Родина в части изменения схемы распределительных устройств (согласно проведенного анализа сечений проводов в ПС 110 кВ ЖБИ-130 и ПС 35 кВ Родина врезка новых линий кВ возможна).

Количество новых выключателей 35 кВ при заданной схеме – 8 шт.

Достоинствами данного варианта является надежность проектируемых линий, обеспечивающих стабильное качество электроснабжения, а также в сравнении с остальными вариантами меньшая стоимость строительства.

Недостатком является необходимость реконструкции существующих ПС, а также необходимость подключения части мощностей ТОР к существующей подстанции, что в отсутствии дополнительно построенной подстанции впоследствии может повлечь нехватку мощностей в интенсивно развивающемся регионе.

Далее представим все вышеперечисленные особенности каждого варианта в таблице 8:

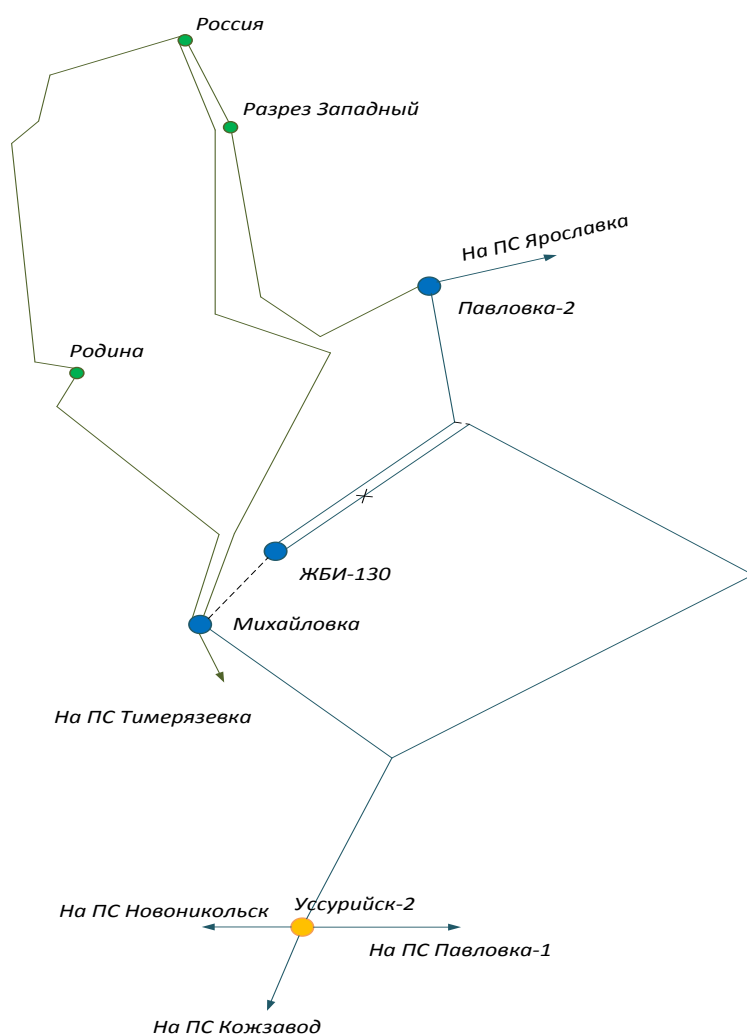
Таблица 8 – Сравнение предполагаемых вариантов подключения объектов «Агропромышленного парка «Приморский»

№ варианта	Длина ВЛ, км (двухцепные приняты как 2*длина одной цепи)		Выкл. на новых ПС, шт.		Выкл. при реконстр. ПС, шт.		Общее колич. выкл. ПС, шт.		Коэффициент загрузки ПС при аварии на ВЛ (нормальный режим, зима)		Коэффициент загрузки ПС при подключении новых мощностей (послеаварийный режим, зима)
	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	35 кВ	110 кВ	Михайловка	Павловка-2	Павловка-2
1	42	6	8	2	-	2	8	4	-	-	-
2	-	53,1	-	4	-	4	-	8	-	-	1,3
3	29,4	-	4	-	4	-	8	-	3,2	-	1,3
4	-	35,5	-	4	-	2	-	6	-	-	1,3
5	29	-	4	-	4	-	8	-	3,2	-	1,3
6	26,1	6	4	2	-	2	4	4	3,2	-	-
7	19,6	6	4	2	4	2	8	4	1,66	-	1,31
8	36	6	6	2	2	2	8	4	1,66	-	-
9	39,2	-	4	-	4	-	8	-	1,66	-	2,03

Примечание – Коэффициент загрузки ПС при аварии на ВЛ: смоделирована ситуация, учитывающая, что произошла авария на линии Разрез Западный – Павловка-2 и предполагается, что вся нагрузка новой подключаемой ПС 35 кВ Ленинское ляжет на ПС 110 кВ Михайловка и рассчитанный следующим образом: текущая нагрузка на трансформатор 110 кВ ПС Михайловка + новая нагрузка на ПС 35 кВ Ленинское/мощность трансформатора 110 кВ ПС Михайловка

Подводя итог анализу вариантов необходимо отметить, что самыми предпочтительными вариантами, учитывая длины проектируемых линий электропередач, количество и вид типовых схем необходимых к строительству и реконструкции подстанций, интенсивное развитие региона, а также руководствуясь принципами надежности снабжения потребителей, являются варианты №1 и 4.

При этом, необходимо учитывать, что при реализации всех выбранных вариантов, в целях повышения надежности сетей, а также ликвидации эффекта «обратного перетока мощности» необходимо произвести реконструкцию существующих сетей Михайловского района в соответствии со схемой, изображенной на рисунке 10 (также, данная схема приведена на листе 1 графической части диссертации):



* Примечание: х – демонтируемый участок сети

Рисунок 10 – Реконструкция сетей Михайловского района

Перечень строительных работ:

1. Произвести строительство линии 110 кВ ПС «ЖБИ-130» – ПС «Михайловка»;
2. Произвести соединение линий 110 кВ: ВЛ ПС «Уссурийск-2» – ПС «ЖБИ-130» с ВЛ ПС «ЖБИ-130» – ПС «Павловка-2»;
3. Произвести демонтаж участка существующей линии 110 кВ ПС «Уссурийск-2» – ПС «ЖБИ-130» от места соединения с ВЛ ПС «ЖБИ-130» – ПС «Павловка-2» до ПС 110 кВ «ЖБИ-130»;
4. Произвести реконструкцию ПС 110 кВ «ЖБИ-130».

4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

Основная цель технико-экономических расчетов – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Для экономического анализа различных технических решений и выбора среди них оптимального важное значение имеет применение правильных экономических показателей и методов технико-экономических расчетов. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями электрических систем.

Выбор оптимального варианта осуществляется по среднегодовым эквивалентным расходам. При экономическом анализе воспользуемся методом среднегодовых эквивалентных расходов, а не чистого дисконтированного дохода по причине того что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Среднегодовые эквивалентные расходы определяются по формуле [16]:

$$Z = E \cdot K + I \quad (2)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации ($E = 0,11$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – эксплуатационные издержки.

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (3)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов,

компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{Я} + K_{ПОСТ} \quad (4)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{Я}$ – стоимость линейных ячеек, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Ввиду того, что в соответствии с [11] обязанность компенсировать реактивную мощность лежит на потребителях, то капиталовложения в компенсирующие установки не участвуют в общем расчете капиталовложений и формула (4) принимает вид:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{Я} + K_{ПОСТ} \quad (5)$$

Для определения капиталовложений на трансформатор необходимо произвести расчеты и осуществить его выбор. Поскольку на каждой ПС мы имеем потребителей 1 категории, то на всех ПС необходима установка 2 трансформаторов.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{k_{3,\text{опт}} \cdot n_{ТР}}, \quad (6)$$

где P_{cp} – средняя активная мощность;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность;

$n_{ТР}$ – число трансформаторов на ПС, в нашем случае $n_{ТР} = 2$;

$k_{3,\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (для двухтрансформаторной ПС $k_{3,\text{опт}}=0,7$).

Ввиду того, что изначально известна лишь величина расчетной мощности присоединяемых объектов, в формуле (6) и далее за среднюю, максимальную мощность принимается расчетная мощность.

Далее мы принимаем трансформаторы номинальной мощностью, наиболее близкой к расчетной.

Следующим этапом выбора трансформаторов будет расчет коэффициента загрузки в нормальном режиме по формуле:

$$k_{з.ннм} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{ТРном} \cdot n_{ТР}} \leq 0,7 \quad (7)$$

Последним этапом выбора трансформаторов является их проверка на послеаварийную загрузку.

Эта проверка модулирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один. При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию:

$$k_{з.па} = \frac{\sqrt{(P_{max})^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{ТРном} \cdot 1} \leq 1,4, \quad (8)$$

где $k_{з.па}$ – послеаварийный коэффициент загрузки трансформатора.

Для определения расчетной мощности трансформаторов по формуле (6) необходимо найти нескомпенсированную реактивную мощность. Нескомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС. Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{неск} = Q_{max} - Q_{КУ}, \quad (9)$$

где Q_{max} – максимальная реактивная мощность, МВАр;

$Q_{КУ}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой проектируемой подстанции.

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, определяется по формуле:

$$Q_{КУ} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (10)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности (по приказу Минэнерго РФ № 380 от 23.06.2015 г. для шин 1-20 кВ $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$).

Подставив значения $Q_{КУ}$ в формулу (9), получим, что:

$$Q_{\text{неск}} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11)$$

Таким образом, $Q_{\text{неск}}$ для проектируемых подстанций составит:

- ПС Агрокомплекс: $P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 28,21 \cdot 0,4 = 11,28 \text{ МВАр}$;
- ПС Ленинское: $P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 5,1 \cdot 0,4 = 2,04 \text{ МВАр}$;
- ПС Дубки: $P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 11,64 \cdot 0,4 = 4,66 \text{ МВАр}$.

Далее рассмотрим выбор и проверку трансформаторов на проектируемых ПС:

Вариант 1

ПС Агрокомплекс:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{28,21^2 + 11,28^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,7 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТДТН – 25000/110.

Проверяем трансформатор на загруженность в нормальном и послеаварийном режиме:

Для проектируемой ПС Агрокомплекс $k_{з.н\text{н}} = 0,61$, $k_{з.л\text{а}} = 1,21$.

Таким образом, выбранный для проектируемого узла трансформатор прошел проверку, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.

ПС Ленинское:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{5,1^2 + 2,04^2}}{2 \cdot 0,7} = 3,92 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТМН – 4000/35.

$k_{з.н\text{н}} = 0,67$

$$k_{3,na} = 1,37$$

Таким образом, выбранный для проектируемого узла трансформатор прошел проверку, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.

ПС Дубки:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{11,64^2 + 4,66^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,95 \text{ МВА}$$

Выбираем трансформатор ТМН – 10000/35.

$$k_{3,ont} = 0,63$$

$$k_{3,na} = 1,25$$

Таким образом, выбранный для проектируемого узла трансформатор прошел проверку, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме.

Вариант 4

Расчеты при выборе трансформаторов идентичны приведенным выше для трансформаторов на напряжение 35 кВ. Для ПС Ленинское выбираем трансформатор ТМН – 4000/110, для ПС Дубки – ТДН – 10000/110.

Далее, в соответствии с выбранным оборудованием и схемой проектируемой подстанции определим капиталовложения в создание проектируемых подстанций (на основании данных [16], выключатели выбраны элегазовые):

Вариант 1

ПС Агрокомплекс:

$$K_{TP} = 16400 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{Я} = 22000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПОСТ} = 21000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС_А} = 16400 + 21000 + 21000 = 59400 \text{ тыс. руб.}$$

ПС Ленинское:

$$K_{TP} = 3600 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{Я} = 4000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПОСТ} - \text{отсутствуют, согласно [16]}$$

$$K_{ПС_Л} = 3600 + 4000 = 7600 \text{ тыс. руб.}$$

ПС Дубки:

$$K_{ТР} = 5600 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{Я} = 4000 \text{ тыс. руб.}$$

$K_{ПОСТ}$ – отсутствуют, согласно [16]

$$K_{ПС_Д} = 5600 + 4000 = 10600 \text{ тыс. руб.}$$

Кроме того, при данном варианте необходима реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ-130 в части изменения схемы ОРУ и установки 2 выключателей. Капиталозатраты составят:

$$K_{Я} = 14000 \text{ тыс. руб.}$$

$K_{ПОСТ} = 21000 \cdot 40\% = 8400 \text{ тыс. руб.}$ (40% - процент на постоянные затраты при реконструкции ОРУ, согласно [16])

$$K_{ПС_Ж} = 14000 + 8400 = 22400 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капиталозатраты по возведению подстанций для варианта 1 составляют:

$$K_{ПС_1} = K_{ПС_А} + K_{ПС_Л} + K_{ПС_Д} + K_{ПС_Ж} = 59400 + 7600 + 10600 + 22400 = 100000 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 4

ПС Ленинское:

$$K_{ТР} = 3800 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{Я} = 14000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПОСТ} = 11000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС_Л} = 3800 + 14000 + 11000 = 28800 \text{ тыс. руб.}$$

ПС Дубки:

$$K_{ТР} = 8200 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{Я} = 14000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПОСТ} = 11000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС_Д} = 8200 + 14000 + 11000 = 33200 \text{ тыс. руб.}$$

Кроме того, для данного варианта необходима реконструкция ПС 110 кВ Павловка-2 и ПС 110 кВ Михайловка в части изменения схемы распределительного устройства и установки дополнительных выключателей. Следовательно, дополнительные капиталовложения на реконструкцию подстанций составят:

ПС Павловка-2:

$$K_{я} = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{пост} = 21000 \cdot 40\% = 8400 \text{ тыс. руб.} \quad K_{пс_п} = 7000 + 8400 = 15400 \text{ тыс. руб.}$$

ПС Михайловка:

$$K_{я} = 7000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{пост} = 21000 \cdot 40\% = 8400 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{пс_м} = 7000 + 8400 = 15400 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капиталозатраты по возведению подстанций для варианта 4 составляют:

$$K_{пс_4} = K_{пс_л} + K_{пс_д} + K_{пс_п} + K_{пс_м} = 28800 + 33200 + 15400 + 15400 = 92800 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для строительства ВЛ рассчитываются по формуле:

$$K_{вл} = K_0 \cdot l \tag{12}$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

l – длина ЛЭП с учетом коэффициента удлинения трассы.

Для дальнейшего расчет капиталовложений на строительство линий необходимо рассчитать сечения проектируемых ВЛ и материал, которым будут выполнены опоры. В воздушных линиях напряжением 110 кВ сечение провода выбирается методом экономических токовых интервалов [21]. Для определения сечения провода, применяемого при строительстве ВЛ, первоначально необходимо определить расчетные токи I_p по выражению:

$$I_p = I \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \tag{13}$$

где I – ток линии;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_m).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах. Принимается $\alpha_i=1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение K_m принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента α_T принимаются по данным таблицы 3.13. [17].

Ток, текущий по линии, определяется по формуле:

$$I = \frac{\sqrt{(P_{\max})^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (14)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная зимняя реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии;

n_c – количество цепей в линии.

Для Михайловского муниципального района принимается 3 район по гололёду.

Для ВЛ 35 кВ при выборе сечений проводов должно соблюдаться следующее условие:

$$I_{\text{расч}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot I_{\text{дл.дон}}, \quad (15)$$

где k_1, k_2 поправочные коэффициенты, принимаемые для расчетов равными 1.

Для повышения надежности проектируемых схем также необходимо установить задел в 30% для ВЛ 35 кВ (учет случайного наброса нагрузки).

Далее рассчитаем токи, текущие по линии, по вариантам, для каждой проектируемой ВЛ по формуле (14):

Вариант 1

$$I_{Ж-А} = \frac{\sqrt{(28,21)^2 + (11,28)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 79,74 \text{ А}$$

$$I_{А-Л} = \frac{\sqrt{(5,1)^2 + (2,04)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 45,3 \text{ А}$$

$$I_{А-Д} = \frac{\sqrt{(11,64)^2 + (4,66)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 103,24 \text{ А}$$

Вариант 4

$$I_{М-Л} = \frac{\sqrt{(5,1)^2 + (2,04)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 28,83 \text{ А}$$

$$I_{Л-Д} = \frac{\sqrt{(11,64)^2 + (4,66)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65,8 \text{ А}$$

$$I_{П-Д} = \frac{\sqrt{(11,64)^2 + (4,66)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65,8 \text{ А}$$

Расчетные токи по вариантам будут следующие:

Вариант 1

$$I_{р_Ж-А} = 79,74 \cdot 1,05 \cdot 1 = 83,73 \text{ А}$$

$$I_{р_А-Л} = 45,3 + 30\% = 58,89 \text{ А}$$

$$I_{р_А-Д} = 103,24 + 30\% = 134,21 \text{ А}$$

Вариант 4

$$I_{р_М-Л} = 28,23 \cdot 1,05 \cdot 1 = 29,64 \text{ А}$$

$$I_{р_Л-Д} = 65,8 \cdot 1,05 \cdot 1 = 69,09 \text{ А}$$

$$I_{р_П-Д} = 65,8 \cdot 1,05 \cdot 1 = 69,09 \text{ А}$$

После произведенных расчетов необходимо выбрать сечения проводов в соответствии с расчетными токами, а также рассчитать при необходимости токи в послеаварийном режиме по формуле:

$$I_{расч_п/ав} = 2 \cdot I_{расч} \quad (16)$$

Выбранные сечения для всех участков линий (по вариантам), а также расчетные токи, токи в послеаварийном режиме и длительно допустимые токи для выбранных сечений представлены в таблице 7.

Таблица 9 – Сечения проводов на проектируемых ветвях

Линия	U, кВ	I, А	I _{п/ав} , А	Марка провода	Длительно допустимый ток провода, А
Вариант 1					
ЖБИ-130 –Агрокомплекс	110	83,73	167,46	АС-95	330
Агрокомплекс – Ленинское	35	58,89	117,78	АС-70	265
Агрокомплекс – Дубки	35	134,21	268,42	АС-95	330
Вариант 4					
Михайловка – Ленинское	110	29,64	-	АС-95	330
Ленинское – Дубки	110	69,09	-	АС-95	330
Павловка-2 – Дубки	110	69,09	-	АС-95	330

На основании климатических условий района проектирования, указанных в разделе 1 диссертации[21]:

Вариант 1

- ЖБИ-130 –Агрокомплекс – стальные опоры П110-5, У110-1+9;
- Агрокомплекс – Ленинское – стальные опоры П35-1, У35-3+5;
- Агрокомплекс – Дубки – стальные опоры П35-1, У35-3+5.

Вариант 4

- Михайловка – Ленинское – стальные опоры П110-5, У110-1+9;
- Ленинское – Дубки – стальные опоры П110-5, У110-1+9;
- Павловка-2 – Дубки – стальные опоры П110-5, У110-1+9.

Учитывая, приведенные выше данные, капиталовложения для строительства ВЛ составят:

Вариант 1

$$K_{ВЛ_Ж-А} = 1280 \cdot 3 = 3840 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ_А-Л} = 1200 \cdot 13,3 = 15960 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ_А-Д} = 1200 \cdot 7,7 = 9240 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ_1} = K_{ВЛ_Ж_А} + K_{ВЛ_А_Л} + K_{ВЛ_А_Д} = 3840 + 15960 + 9240 = 29040 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 4

$$K_{ВЛ_М-Л} = 1050 \cdot 14,7 = 15435 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ_Д-Л} = 1050 \cdot 12,4 = 13020 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ_П-Д} = 1050 \cdot 8,4 = 8820 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ВЛ_4} = K_{ВЛ_М_Л} + K_{ВЛ_Д_Л} + K_{ВЛ_П_Д} = 15435 + 13020 + 8820 = 37275 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, общая сумма капиталовложений для строительства линий и подстанций для каждого варианта составляет:

$$K_1 = 100000 + 29040 = 129040 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_4 = 92800 + 37275 = 130075 \text{ тыс. руб.}$$

Далее необходимо определить ежегодные издержки на эксплуатацию.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя:

- издержки на эксплуатацию и ремонт ($I_{Э,Р}$);
- издержки на амортизацию ($I_{АМ}$);
- стоимость потерь электроэнергии ($I_{ΔW}$).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле

$$I_{Э,Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (17)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,028$; $\alpha_{тэоПС} = 0,059$).

Ежегодные издержки на эксплуатацию и ремонт для анализируемых вариантов составляют:

$$I_{Э,Р_1} = 0,028 \cdot 29040 + 0,059 \cdot 100000 = 6713,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{Э,Р_4} = 0,028 \cdot 37275 + 0,059 \cdot 92800 = 6518,9 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле:

$$I_{ам} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{сл.ВЛ}} + \frac{K_{ПС}}{T_{сл.ПС}} \quad (18)$$

где $T_{сл.}$ – 30 лет – срок службы ВЛ, 15 лет – срок службы ПС

Издержки на амортизацию по вариантам составят:

$$I_{ам_1} = \frac{29040}{30} + \frac{100000}{15} = 7634,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{ам_4} = \frac{37275}{30} + \frac{92800}{15} = 7429,2 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на передачу электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (19)$$

где $C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии, 1784 руб./($\text{МВт}\cdot\text{ч}$);

ΔW – потери электроэнергии, МВт .

Потери электроэнергии определяются следующим образом:

$$\Delta W = \Delta W_{вл} + \Delta W_{нс} + \Delta W_{ку}, \quad (20)$$

где $\Delta W_{вл}$ – потери электроэнергии в линии;

$\Delta W_{нс}$ – потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{ку}$ – потери электроэнергии в компенсирующих устройствах.

Так как, ввиду положений [11], компенсирующие устройства в рассматриваемых вариантах не устанавливались, то потери электроэнергии будут определяться как:

$$\Delta W = \Delta W_{вл} + \Delta W_{нс} \quad (21)$$

Потери электроэнергии в линии определяются по формуле:

$$\Delta W_{вл} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{неск}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{вл} \cdot T_{\max}, \quad (22)$$

где P_{\max} – поток максимальной активной мощности по линии, МВт ;

$Q_{неск}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности по линии, МВАр ;

$R_{вл}$ – сопротивление линии, Ом (берется по каталожным значениям справочника [8] в соответствии с примененным сечением провода длины линии, определяется как $R_{вл} = r_0 \cdot l$),

T_{\max} – максимальное количество времени работы, равное 8760 часов.

Рассчитаем потери электроэнергии в линиях для обоих вариантов.

Вариант 1

$$\Delta W_{\text{эл}_1} = \Delta W_{\text{Ж}_-A} + \Delta W_{A_-Л} + \Delta W_{A_-Д}$$

$$\Delta W_{\text{Ж}_-A} = \frac{28,21^2 + 11,28^2}{110^2} \cdot 0,306 \cdot 3 \cdot 8760 = 613,45 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{A_-Л} = \frac{5,1^2 + 2,04^2}{35^2} \cdot 0,428 \cdot 13,3 \cdot 8760 = 1228,15 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{A_-Д} = \frac{11,64^2 + 4,66^2}{35^2} \cdot 0,306 \cdot 7,7 \cdot 8760 = 2649,02 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{эл}_1} = 613,45 + 1228,15 + 2649,02 = 4490,62 \text{ МВт}$$

Вариант 4

$$\Delta W_{\text{эл}_4} = \Delta W_{M_-Л} + \Delta W_{Л_-Д} + \Delta W_{П_-Д}$$

$$\Delta W_{M_-Л} = \frac{5,1^2 + 2,04^2}{110^2} \cdot 0,306 \cdot 14,7 \cdot 8760 = 98,29 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{Л_-Д} = \frac{11,64^2 + 4,66^2}{110^2} \cdot 0,306 \cdot 12,4 \cdot 8760 = 431,78 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{П_-Д} = \frac{11,64^2 + 4,66^2}{110^2} \cdot 0,306 \cdot 12,4 = 431,78 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{эл}_4} = 98,29 + 431,78 + 431,78 = 961,85 \text{ МВт}$$

Далее рассчитаем потери электроэнергии в подстанциях. Данный показатель определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ПС}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (23)$$

где P_{max} – поток максимальной активной мощности по линии, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – поток некомпенсированной реактивной мощности по линии, МВАр;

$R_{\text{ПС}}$ – сопротивление подстанции, Ом (берется по каталожным значениям справочника [8] в зависимости от установленного трансформатора),

T_{\max} – максимальное количество времени работы, равное 8760 часов.

Рассчитаем потери электроэнергии в трансформаторах для обоих вариантов.

Вариант 1

$$\Delta W_{\text{ПС}_1} = \Delta W_A + \Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{Д}}$$

$$\Delta W_A = \frac{28,21^2 + 11,28^2}{110^2} \cdot 1,5 \cdot 8760 = 1002,14 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{5,1^2 + 2,04^2}{35^2} \cdot 1,4 \cdot 8760 = 302,04 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{Д}} = \frac{11,64^2 + 4,66^2}{35^2} \cdot 0,88 \cdot 8760 = 989,27 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{ПС}_1} = 1002,14 + 302,04 + 989,27 = 2293 \text{ МВт}$$

Вариант 4

$$\Delta W_{\text{ПС}_4} = \Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{Д}}$$

$$\Delta W_{\text{Л}} = \frac{5,1^2 + 2,04^2}{110^2} \cdot 14,7 = 321,05 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{Д}} = \frac{11,64^2 + 4,66^2}{110^2} \cdot 7,95 = 904,82 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{ПС}_4} = 321,05 + 904,82 = 1225,87 \text{ МВт}$$

Далее определим потери электроэнергии по вариантам по формуле (21):

$$\Delta W_1 = 4490,62 + 2293 = 6783,62 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_4 = 961,85 + 1225,87 = 1179,1 \text{ МВт}$$

Таким образом, эксплуатационные издержки на передачу электроэнергии в сети составили:

$$I_{\Delta W_1} = 6783,62 \cdot 1,784 = 12101,98 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\Delta W_4} = 1179,1 \cdot 1,784 = 2103,51 \text{ тыс. руб.}$$

Общая сумма эксплуатационных издержек для рассматриваемых вариантов составила:

$$I_1 = 6713,1 + 7634,7 + 12101,98 = 26449,78 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_4 = 6518,9 + 7429,2 + 2103,51 = 16051,61 \text{ тыс. руб.}$$

Среднегодовые эквивалентные расходы для каждого варианта составляют:

$$З_1 = 0,11 \cdot 129040 + 26449,78 = 40644,18 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_4 = 0,11 \cdot 130075 + 16051,61 = 30359,86 \text{ тыс. руб.}$$

Представим все рассчитанные выше в данном разделе составляющие среднегодовых эквивалентных расходов в таблице 10.

Таблица 10 – Среднегодовые эквивалентные расходы по вариантам

№ Варианта	Капиталовложения на строительство линий и подстанций, тыс. руб.	Эксплуатационные издержки, тыс. руб.	Среднегодовые эквивалентные расходы, тыс. руб.
1	129040	26449,78	40644,18
4	130075	16051,61	30359,86

Таким образом, согласно проведенного анализа среднегодовых эквивалентных расходов по вариантам, предпочтительнее 4 вариант развития сетей Михайловского муниципального района Приморского края.

5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОЙ ПС 110 КВ ДУБКИ

5.1 Разработка однолинейной схемы подстанции 110 кВ Дубки

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов [12]:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- категоричность приемников электрической энергии;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;
- уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования [20]:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей первой категории;
- экономичность принимаемого варианта;
- гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др.

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. В некоторых схемах выключателей высокого напряжения вообще не предусматривают. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных

материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили наибольшее распространение на подстанциях [7].

В данной работе для проектируемых ПС 110 кВ «Ленинское» и «Дубки» была выбрана однолинейная схема «5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Данную схему применяют при возведении проходных двух-трансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок) [18].

Данная схема имеет следующие отличительные особенности:

1. Простая и наглядная схема;
2. Требуем три ячейки выключателей на четыре присоединения (два (авто)трансформатора и две линии);
3. Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны;
4. Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений;
5. Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений для заданной конфигурации сети.

Имеет следующие критерии надежности:

1. При отказе нормально включенного «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции. При заданной схеме присоединения подстанций к энергосистеме (двухстороннее питание) потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях. Транзит мощности будет потерян и при отказе выключателя в цепи трансформатора;

2. Установка второго последовательно включенного выключателя или переход к схеме четырехугольника для исключения погашения распределительного устройства нецелесообразна с технико-экономических позиций с учетом фактора надежности;
3. К одной линии с двусторонним питанием рекомендуется подключать не более трех-четырех проходных подстанций, в том числе по условиям надежной работы релейной защиты в части селективности;
4. При ремонте секционного выключателя схема позволяет сохранить транзит мощности по присоединенным линиям через ремонтную перемычку, а также сохранить в работе оба (авто) трансформатора при аварийном отключении одной из отходящих линий;
5. При прочих равных условиях в рассматриваемой схеме, в отличие от схемы мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, коммутация линии выполняется двумя выключателями.

Однолинейная схема проектируемой ПС 110 кВ «Дубки» представлена на рисунке 11 и на листе 3 графической части.

5.2 Конструктивное исполнение проектируемой ПС 110 кВ Дубки

По конструктивному исполнению распределительного устройства высокого напряжения подстанции делятся на:

- Подстанции с открытым распределительным устройством (ОРУ) – распределительное устройство, оборудование которого располагается на открытом воздухе. Все элементы ОРУ размещаются на бетонных или металлических основаниях;
- Подстанции с закрытым распределительным устройством (ЗРУ) – распределительное устройство, оборудование которого расположено в здании;
- Подстанции с комплектным распределительным устройством (КРУ) – распределительное устройство, собранное из типовых унифицированных блоков (ячеек) высокой степени готовности, собранных в заводских

условиях. В свою очередь КРУ может выполняться с элегазовой или вакуумной изоляцией.

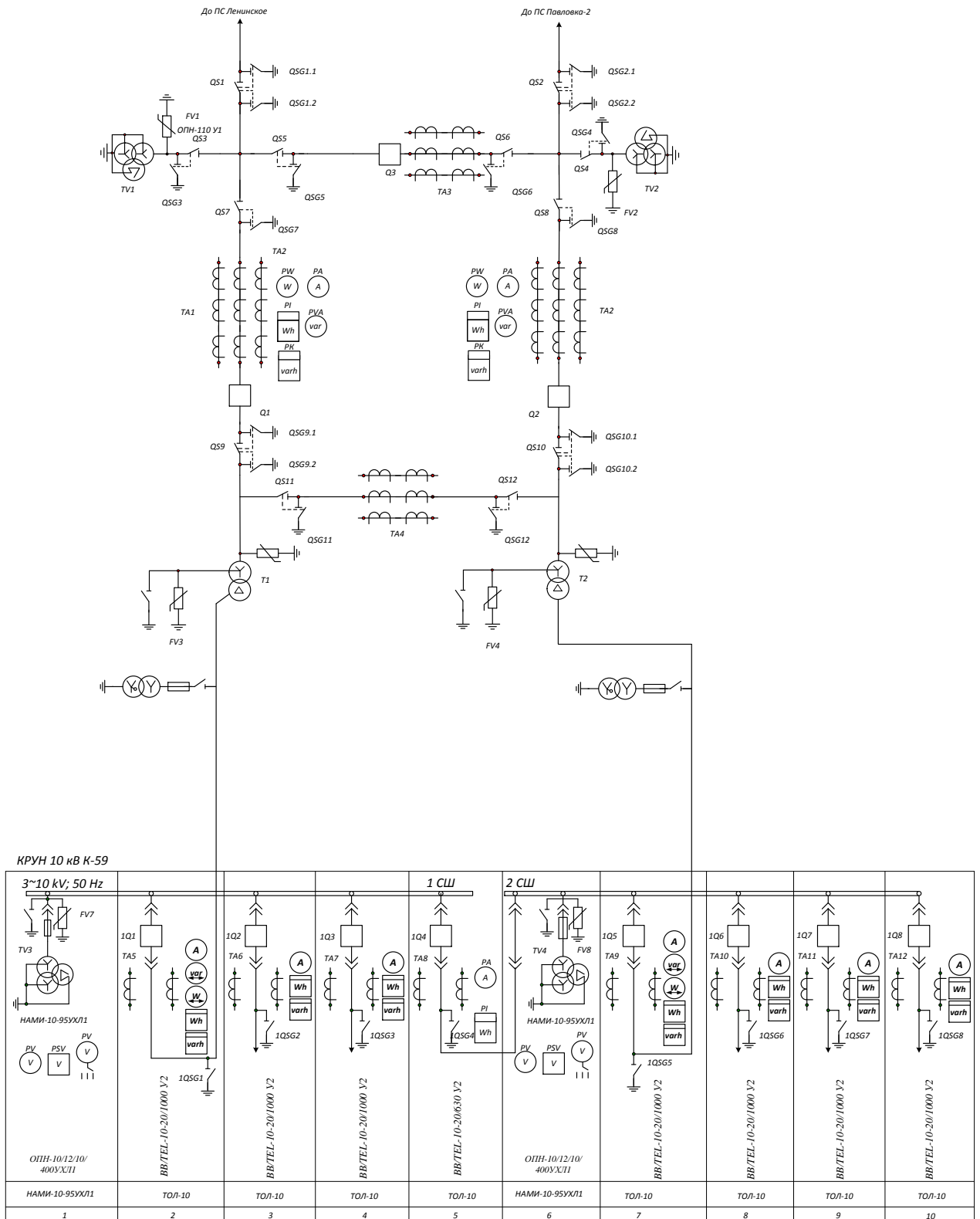


Рисунок 11 – Однолинейная схема проектируемой ПС 110 кВ «Дубки»

Проведя анализ всех вышеперечисленных типов распределительных устройств, на проектируемой подстанции 110 кВ Дубки было выбрано

выполнение РУ высокого напряжения открытым. Данный выбор обусловлен следующими факторами[19]:

- Расположение проектируемой подстанции за чертой городской застройки;
- Расположение подстанции вдали от прибрежных зон с сильнозасоленной атмосферой;
- Нет необходимости снижения шума до допустимых пределов.

Кроме того, выбор распределительного устройства открытым имеет следующие преимущества:

- ОРУ позволяют использовать сколь угодно большие электрические устройства, чем, собственно, и обусловлено их применение на высоких классах напряжений;
- Изготовление ОРУ не требует дополнительных затрат на строительство помещений;
- ОРУ удобнее ЗРУ в плане расширения и модернизации;
- Возможно визуальное наблюдение всех аппаратов ОРУ.

Настоящим разделом предусматривается строительство новой ПС 110 кВ «Дубки» следующего содержания:

1. Установка наружного сетчатого ограждения;
2. Возведение ячеек, фундаментов и металлоконструкций РУ 110 кВ.
3. Установка выключателей 110 кВ. Высоковольтный выключатель представляет собой коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме в нормальных или послеаварийных режимах при ручном, дистанционном или автоматическом управлении.

На проектируемой подстанции предполагается установка вакуумного силового выключателя колонкового типа. Выбор вакуумного выключателя обусловлен следующими достоинствами: простота конструкции; простота ремонта (при выходе из строя камеры она заменяется как единый блок);

возможность работы выключателя в любом положении в пространстве; надежность; высокая коммутационная износостойкость; малые размеры; пожаро- и взрывобезопасность; отсутствие шума при операциях; отсутствие загрязнения окружающей среды; удобство эксплуатации; малые эксплуатационные расходы.

Кроме того имеется ряд преимуществ вакуумного выключателя перед элегазовым:

- стабильное состояние контактной группы вакуумных выключателей сохраняется на протяжении всего срока эксплуатации, а диэлектрические свойства элегаза снижаются (из-за накопления продуктов разложения в коммутационной камере при нарастании числа коммутаций);
- коммутационный ресурс у вакуумных аппаратов больше, чем у элегазовых;
- меньшие сроки монтажа и меньшие затраты на монтаж;
- вакуумные выключатели являются экологически чистым и не требуют дополнительных затрат на утилизацию, как элегазовые выключатели;
- надежность вакуумного выключателя выше, чем у элегазового или воздушного ввиду более простой конструкции (дугогасительная часть вакуумных выключателей содержит меньше подвижных деталей);
- возможность эксплуатации в условиях низких температур (до -60°C) без дополнительного обогрева.

Выбор именно колонкового исполнения выключателей обусловлен отсутствием необходимости подогрева выключателей, а также предполагаемой отдельной установкой трансформаторов тока.

4. Установка разъединителей. Разъединитель представляет собой контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет в отключенном положении изоляционный

промежуток [21]. При установке на проектируемой подстанции будут использованы разъединители серии РГ. Разъединители серии РГ на напряжения 110 кВ с нормальным уровнем изоляции по ГОСТ 1516.3 как и разъединители с повышенной электрической прочностью, выполнены с улучшенными эксплуатационными свойствами. Разъединители представляют собой двухколонковые аппараты с поворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости. Разъединители состоят из главной токоведущей системы, опорно-поворотной изоляции, несущей рамы и заземлителей.

5. Установка фундаментов и маслоприемников под силовые трансформаторы;

6. Установка новых трансформаторов. Силовой трансформатор является стационарным прибором с двумя или более обмотками, который посредством электромагнитной индукции преобразует систему переменного напряжения и тока в другую систему переменного напряжения и тока, как правило, различных значений при той же частоте в целях безопасной электроэнергии без изменения её передаваемой мощности;

7. Строительство нового КРУ-10 кВ. КРУ – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах и поставляются на место монтажа в полностью собранном виде. Шкафы КРУ выполняются по определенной сетке схем главных и вспомогательных соединений. На проектируемой подстанции предполагается установка блочно-модульного КРУ наружного исполнения, т.е. КРУН-10 кВ.

Выбор именно КРУН при организации строительства обусловлен следующим тем, что комплектное распределительное устройство в значительной степени превосходит распределительное устройство обычного исполнения: КРУН компактен, удобен в управлении, надежен и безотказен в процессе эксплуатации. Также одним из основных достоинств выбранного типа устройства распределительного устройства низкого напряжения является

разделение ячеек перегородками на несколько отсеков: перегородки разделяют друг от друга отсеки сборных шин высокого напряжения, электрических аппаратов, цепей вторичной коммутации, устройств управления и защиты (релейный отсек ячейки). На лицевой панели релейного отсека (верхняя часть шкафа) расположены элементы управления и сигнализации: накладки, ключи управления, переключатели, указательные реле и сигнальные лампы.

8. Установка нового ОПУ блочно-модульного исполнения. ОПУ блочно-модульного исполнения представляет собой сборное блочно-модульное здание, устанавливаемое на площадках открытых распределительных устройств трансформаторных подстанций и предназначено для:

- размещения аппаратуры релейной защиты, автоматики и управления высоковольтным оборудованием, аппаратуры питания и распределения переменного и постоянного тока собственных нужд, связи и телемеханики трансформаторной подстанции;
- обеспечения штатных условий работы установленного внутри здания оборудования. ОПУ блочно-модульного исполнения обеспечивает защиту, автоматику и управление высоковольтного оборудования трансформаторной подстанции, питающих и отходящих присоединений, дистанционный контроль и управление высоковольтным оборудованием;

9. Установка одного маслосборника емкостью 50 куб. м.;

10. Устройство наземных кабельных каналов.

Обслуживание подстанции предполагается осуществлять оперативно-выездными бригадами филиала Приморские ЭС АО «ДРСК», т.е. здания для постоянного нахождения персонала на подстанции не предполагается.

Данным разделом предусмотрены следующие конструктивные решения по устройству оборудования подстанции:

1. Порталы под заходы ВЛ – металлические; фундаменты – сборные железобетонные подножки, устанавливаемые в открытый котлован с обратной засыпкой пазух щебнем;
2. Фундаменты под оборудование – сдвоенные сборные железобетонные лежни с металлическим ростверком, устанавливаемые на щебеночную подушку;
3. Фундаменты под опорные изоляторы – сборные железобетонные лежни, устанавливаемые на щебеночную подушку. При этом в качестве опорных изоляторов выбираются полимерные изоляторы, имеющие следующее преимущество перед фарфоровыми: очень высокая кислото- и щелочеупорность; выдерживают сильные УФ-излучения; очень высокая устойчивость к эрозии; очень большая гидрофобность; очень маленькая масса; устойчивость при превышении разрушающей нагрузки (при превышении изолятор гнется);
4. Трансформаторы собственных нужд и шинный мост устанавливаются на стойки серии УСО, установленные в сверленные котлованы;
5. Фундаменты под силовые трансформаторы – монолитные железобетонные плиты. Трансформатор крепится к фундаменту через закладные детали при помощи сварки. Маслоприемники – монолитные железобетонные плиты с армированием сеткой; маслоотводы приняты из стальных труб, проложенных с уклоном и установкой колодцев из сборных железобетонных элементов;
6. Маслосборник – стальной горизонтальный подземный резервуар объемом 50 куб. м., устанавливаемый на песчаную подушку;
7. Прокладка силовых и контрольных кабелей выполняется в наземных железобетонных лотках;
8. Фундаменты под блочно-модульное здание ОПУ – сборные железобетонные лежни, устанавливаемые на щебеночную подушку. По верху фундамента устанавливается сварная металлическая рама для крепления основания блоков-модулей по всему периметру.

9. Фундаменты под здание КРУН-10 кВ – сборные железобетонные лежни, устанавливаемые на щебеночную подушку. Опорная рама приваривается к закладным элементам лежней.

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»

Расчетный вид короткого замыкания – 3-хфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов [7].

Для начала представим на рисунке 12 однолинейную схему участка сети с проектируемой подстанцией.

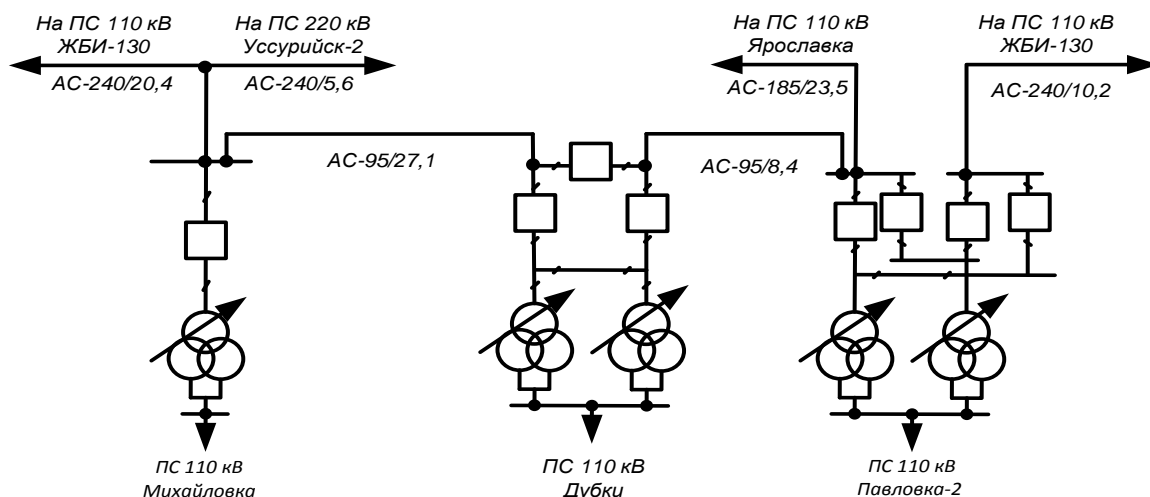


Рисунок 12 – Однолинейная схема участка сети

Для расчета токов короткого замыкания на проектируемой подстанции далее необходимо составить расчетную схему замещения сети ПС 110 кВ «Дубки» на основе однолинейной схемы подстанции. Данная схема представлена на рисунке 13.

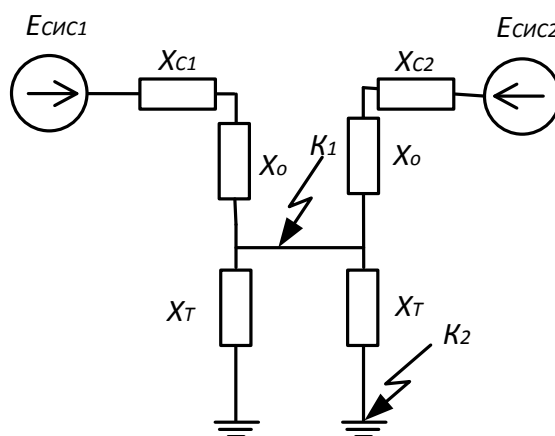


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения сети

Таким образом, исходя из рисунка 13 необходимо определить токи короткого замыкания в точках K1 и K2. Исходя из того, что приток токов короткого замыкания происходит от двух параллелей, то токи короткого замыкания в точках, необходимо определять из расчета суммирования токов КЗ по высокой стороне, исходящих от ПС 110 кВ «Михайловка» и ПС 110 кВ «Павловка-2».

Расчет токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и 10 кВ подстанции 110/10 кВ «Дубки» будет произведен из значения тока трехфазного КЗ в максимальном режиме на шинах 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «Павловка-2» – 7,5 кА и ПС 110/10 «Михайловка» – 9 кА, проектируемая подстанция «Ленинское» при этом не учитываем.

В результате расчетов токов короткого замыкания необходимо выявить следующие их значения:

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания;

i_y – ударный ток короткого замыкания;

I_{a0} – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени;

$I_{a\tau}$ – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания в произвольный момент времени.

Для дальнейших расчетов необходимо определить сопротивления системы по приведенной формуле [7]:

$$X_c = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}, \quad (24)$$

где E – номинальное напряжение сети, кВ;

$I_{кз}$ – токи короткого замыкания на высокой стороне питающего узла, кА.

Для расчета токов короткого замыкания по высокой стороне для ПС «Дубки» необходимо взять $I_{кз}$ ПС 110 кВ «Михайловка» и ПС 110 кВ «Павловка-2». Таким образом, сопротивление системы для расчетов КЗ на ПС 110 кВ «Дубки», рассчитанное по формуле (24), будет равно:

$$X_{c-1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 9} = 7,1 \text{ Ом}$$

$$X_{c-2} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 7,5} = 8,47 \text{ Ом}$$

Сопротивление элементов схемы замещения определяется по формулам [7]:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{mp}}, \quad (25)$$

$$X_0 = x_{ноз} \cdot l, \quad (26)$$

где X_T – сопротивление трансформатора, Ом;

U_k – напряжение короткого замыкания (каталожное значение);

U – номинальное напряжение трансформатора, Кв;

S_{mp} – мощность трансформатора, МВА;

X_0 – сопротивление линии, Ом;

$x_{ноз}$ – сопротивление 1 км линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

Далее рассчитаем сопротивления элементов схемы замещения по формулам (25) и (26):

$$X_{T1,2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{110^2}{10} = 127,04 \text{ Ом}$$

$$X_{0_1} = 0,434 \cdot 12,4 = 5,38 \text{ Ом}$$

$$X_{0_2} = 0,434 \cdot 8,4 = 3,64 \text{ Ом}$$

Ток короткого замыкания на высокой стороне рассчитываются следующим образом:

$$I_{кз} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_T + X_0)} \quad (27)$$

Ток короткого замыкания на высоком напряжении ПС 110 кВ «Дубки» составит:

$$I_{кз_1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (7,1 + 127,04 + 5,38)} = 0,45 \text{ кА}$$

$$I_{кз_2} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (8,47 + 127,04 + 5,38)} = 0,45 \text{ кА}$$

Исходя из того, что имеется две параллели, для определения тока короткого замыкания в точке К1 (по стороне высокого напряжения) необходимо суммировать значения, полученные по формуле (27), т.е.:

$$I_{кз_К1} = I_{кз_1} + I_{кз_2} = 0,45 + 0,45 = 0,9 \text{ кА}$$

Приведем значения токов, полученные в результате вычислений по формуле (27) к низкой стороне по следующей формуле:

$$I_{КЗни}^{m.i} = I_{кз_i} \cdot \frac{U_{BH}}{U_{HH}} \quad (28)$$

Рассчитаем токи КЗ на низкой стороне для проектируемого варианта по формуле (27):

$$I_{КЗни}^{K2} = 0,9 \cdot \frac{110}{10} = 9,9 \text{ кА}$$

Далее рассчитаем апериодическую составляющую тока короткого замыкания во всех точках по формуле:

$$i_{ao} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{m.i} \quad (29)$$

И ударные токи во всех точках по формуле [13]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}^{m.i}, \quad (30)$$

где $k_{y\partial}=1,4$ – ударный коэффициент.

Полученные результаты расчетов представим в таблице 11.

Таблица 11 – Токи короткого замыкания

Точки КЗ	$I_{кз}, \text{кА}$	$I_{ао}, \text{кА}$	$K_{уд}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	0,9	1,27	1,4	1,78
К2	9,9	14,0	1,4	19,6

Для выбора электрических аппаратов необходимо также знать рабочие максимальные токи.

Рабочий ток на шинах подстанции определим по формуле [13]:

$$I_{раб} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (31)$$

Таким образом, рабочий ток на шинах 110 кВ составит:

$$I_{рабВН} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,5 \text{ А}$$

На шинах 10 кВ:

$$I_{рабНН} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,2 \text{ А}$$

Также, для дальнейшего выбора секционных выключателей высокого напряжения необходимо указать рабочий ток линии. Согласно расчетам, проведенным в программном комплексе RastrWin, приведенным в разделе 7 настоящей диссертации, ток линии, входящий на подстанцию составил $I_{рабВНСекВьк} = 68 \text{ А}$.

Для выбора секционного выключателя на низкой стороне, рабочие токи составят $I_{рабННСекВьк} = \frac{I_{рабНН}}{2} = \frac{808,2}{2} = 404,1 \text{ А}$.

5.4 Выбор и проверка выключателей

5.4.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие[7]:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение выключателя;
- номинальный ток выключателя.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую стойкость токам короткого замыкания.

На основании сделанных заключений в разделе 5.2 диссертации для установки в ОРУ 110 кВ выбираем вакуумный выключатель колонкового типа с пружинным приводом ВВП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1. Выключатель изготовлен в климатическом исполнении УХЛ, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69; предназначен для работы на высоте над уровнем моря до 1000 м; верхнее значение температуры окружающего воздуха при эксплуатации плюс 40 град. С; нижнее значение температуры окружающего воздуха при эксплуатации минус 60 град. С; относительная влажность воздуха при температуре +25 град. С 100% с конденсацией влаги.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{\text{КЗ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (32)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,055$ с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания $T_a = 0,011$ с.

Далее рассчитаем показатель термической стойкости для выключателя 110 кВ:

$$B_{\kappa} = 0,9^2 \cdot (0,055 + 0,011) = 0,053 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выбора выключателя на шинах 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_p = 110$ кВ	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000$ А	$I_{pMAX} = 73,5$ А	$I_p \leq I_H$
$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{уд} = 1,78$ кА	$I_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_T = 4800$ кА ² с	$B_K = 0,053$ кА ² с	$B_K \leq B_T$
$I_{вкл.нач} = 80$ кА	$I_{кз} = 0,9$ кА	$I_{кз} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{кз} = 0,9$ кА	$I_{кз} \leq I_{отклном}$
$I_{АОном} = 31,5$ кА	$I_{АО} = 1,27$ кА	$I_{АО} \leq I_{АОном}$

Как видно из таблицы 12, выключатель соответствует всем условиям выбора и может быть принят к установке.

Для установки в перемычку между секциями выбранный выключатель ВБП-110Ш-31,5/2000 УХЛ1 также подходит, учитывая идентичность всех сверяемых параметров, за исключением рабочих токов, которые также соответствуют условию выбора $I_p \leq I_H$, т.е. в нашем случае $68 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$.

Необходимо отметить также, что ввиду отсутствия выключателей 110 кВ с номинальным током близким расчетным рабочим токам (73,5 А и 68 А) был выбран выключатель с наиболее низким возможным номинальным током – 2000 А.

5.4.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Для установки в КРУ 10 кВ на шинах низкого напряжения предусмотрим вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000У2 с электромагнитным приводом. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и послеаварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 10 кВ. Выключатели используются для вновь разрабатываемых КРУ, а также для реконструкции шкафов КРУ, находящихся в эксплуатации.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической стойкости выключателя проводят по формуле (32):

$$B_K = 9,9^2 \cdot (3,52 + 0,359) = 380,181 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 808,2 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{ВКЛ} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 19,6 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{ВКЛ}$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 380,181 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$
$I_{ВКЛ.НАЧ} = 51 \text{ кА}$	$I_{КЗ} = 9,9 \text{ кА}$	$I_{КЗ} \leq I_{отклном}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{КЗ} = 9,9 \text{ кА}$	$I_{ит} \leq I_{отклном}$
$I_{АОНОМ} = 20 \text{ кА}$	$I_{АО} = 14 \text{ кА}$	$I_{АО} \leq I_{АОНОМ}$

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

Для установки в КРУ 10 кВ в качестве секционного выключателя предусмотрим вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630У2 с электромагнитным приводом с параметрами, аналогичным указанным в таблице 13 (для выключателя ВВ/TEL-10-20/1000У2) с различием в показателе номинального тока: ввиду полученного значения рабочего тока в разделе 5.3 равным 404,1 А, для установки между секциями низкого напряжения необходим выключатель с номинальным током 630 А. По данному условию выбора, как и по остальным, указанным в таблице 13, проходит выбранный выключатель ВВ/TEL-10-20/630У2.

5.5 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей проводится как и выключателей, но без проверок на отключающую способность [7].

На стороне ВН ПС 110 кВ «Дубки» выбираем разъединители РГ-110/1000УХЛ1 и РГ-110.2/1000УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами. Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 73,5 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$B_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 0,053 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq B_T$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 0,9 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$

$I_{АОНОМ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{АО} = 1,27 \text{ кА}$	$I_{АО} \leq I_{АОНОМ}$
-------------------------------	----------------------------	-------------------------

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

5.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

5.6.1 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А или 1А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости;
- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2НОМ}$ (где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, $Z_{2НОМ}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности).

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{ПРИБ}$, соединительных проводов $R_{ЛП}$ и переходного сопротивления контактов R_K :

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (33)$$

Прежде чем преступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² по меди и 4 мм² – по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм². Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$.

В таблице 15 представлена вторичная нагрузка трансформаторов тока по фазам в связи с подключаемым оборудованием, указанным на однолинейной схеме (рисунок 11).

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие: $Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}$.

Сопротивление проводов не должно превышать:

$R_{\text{ПР}} \leq Z_{2\text{НОМ}} - (\sum Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{КОНТ}})$, т. е. можно сказать, что:

$$R_{\text{ПР}} = Z_{2\text{НОМ}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{К}} \quad (34)$$

где $R_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов;

$Z_{2\text{НОМ}} = 19 \text{ Ом}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН, определяемое по формуле:

$$\sum R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (35)$$

где $\Sigma S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_{2H} – вторичный номинальный ток прибора.

Далее рассчитаем суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum R_{ПРИБ} = \frac{24}{1^2} = 24 \text{ Ом}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Сечение проводов определяется по формуле [12]:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{R_{ПР}} \quad (36)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ – удельное сопротивление материала (в данном случае алюминий).

Ниже, в таблице представлена зависимость необходимой длины проводов от номинального напряжения.

Таблица 16 – Зависимость длины проводов от номинального напряжения

U _н , кВ	l, м
10	4–6
35	60–75
110	75–100

В результате получим:

$$S = 2,468 \text{ мм}^2$$

Выберем кабель марки АКРНГ4–х жильный с сечением 4 мм².

Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – пластикат; броня – две стальные ленты; защитный покров – пропитанная кабельная пряжа

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$R_{ПР} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (37)$$

Подставив известные данные получим: $R_{ПР} = 0,86$ Ом

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 24,75 \text{ Ом}$$

На стороне ВН выберем элегазовый трансформатор тока с фарфоровой изоляцией ТОГФ-110УХЛ1. Трансформаторы тока элегазовые ТОГФ-110 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в сетях переменного тока частотой 50 Гц напряжением 110 кВ.

Конструкция трансформаторов ТОГФ-110 отличается от большинства аналогов возможностью размещения активных элементов магнитопроводов с обмотками, отвечающих повышенным требованиям заказчиков.

Сопоставление каталожных и расчетных данных представлено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 73,5$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ Ом}$	$Z_2 = 24,75 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 160 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 1,78 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$W_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 0,053 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq W_T$

Как видно из таблицы 17, выбранный трансформатор тока соответствует расчетным параметрам.

5.6.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10. Трансформаторы тока ТОЛ-10 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от высокого напряжения в комплектных распределительных устройствах переменного тока на класс напряжения до 10 кВ.

Трансформаторы ТОЛ-10 обеспечивают высокий уровень изоляции между первичной и вторичной обмотками за счет применения современной технологии изготовления с использованием специального компаунда.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С.

Определим сечение проводов по формуле, для $l = 60 \text{ м}$:

$R_{\text{пр}}$ определяется по выражению, для $R_{2\text{ДОП}} = 1,2$

$$R_{\text{пр}} = R_{2\text{ДОП}} - \sum R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{к}} = 0,86 \text{ Ом}$$

В результате получим $S = 1,974 \text{ мм}^2$.

Выберем провод марки АКРНГ 4-х жильный с сечением 4 мм^2

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение $R_{\text{пр}} = 0,86$ Ом. Тогда сопротивление нагрузки будет равно: $Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$

В таблице 18 представим сравнение каталожных значений выбранного трансформатора с расчетными.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 808,2 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,08 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 19,6 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_{\text{Т}} = 2700 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 380,181 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} \leq B_{\text{Т}}$

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

5.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям[7]:

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

Также должно выполняться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч}}$.

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. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_P \leq U_H$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2\text{ расч}} \leq S_{2H}$

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

5.7.1 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1. Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо

заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию.

Вторичная нагрузка трансформаторов в соответствии с однолинейной схемой проектируемой подстанции (рисунок 11) представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	Собм, ВА	Число приборов	S _Σ , ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	12
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Счетчики АЭ и РЭ	СЕ302	9	8	72
Итого				130,5

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
U _Н = 110 кВ	U _Н = 110 кВ	U _Р ≤ U _{НОМ}
S _Н = 200 ВА	S _Р = 130,5 ВА	S _Р ≤ S _Н

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

5.7.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ1. Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	Собм, ВА	Число приборов	Σ, ВА
Амперметр	РА 194I	4	3	12
Вольтметр	ЩП 120П-4,0-220 ВВУ	5,5	3	16,5
Ваттметр	СТ 3021-5	5	3	15
Варметр	СТ 3021-5	5	3	15
Счетчик	СБ302	9	8	72
Итого				130,5

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_{НОМ}$
$S_H = 200 \text{ ВА}$	$S_P = 130,5 \text{ ВА}$	$S_P \leq S_H$

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

5.8 Выбор и проверка ошиновки РУ высокого и низкого напряжения

5.8.1 Выбор и проверка ошиновки РУ 110 кВ

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

- по длительно допустимому ($I_{дон} \geq I_{раб.мах}$);
- по термической стойкости: $q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}$ (где q_{min} – минимальное сечение провода, C – коэффициент, рассчитываемый по формуле $C = \sqrt{A_k - A_n} = const$; можно принять для медных шин и кабелей $C =$

165; для алюминиевых шин и кабелей $C = 91$; для стальных шин $C = 70$).

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: 110 кВ – 3 м. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 6000 МВА для напряжения 110 кВ, а также шины с токами КЗ >20 кА. [7]

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания: $Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}$.

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины – $Q_{к.доп} = 300$ °С;
- голые алюминиевые шины – $Q_{к.доп} = 200$ °С;
- голые стальные шины – $Q_{к.доп} = 400$ °С.

При проверке шин на динамическую стойкость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 150/24, допустимый ток которых $I_{доп} = 450$ А, диаметр провода $d = 17,1$ мм. Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 450 \text{ А,}$$

$$I_{\max} = 73,5 \text{ А},$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон}}.$$

Проверка по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,053 \cdot 10^6}}{91} = 2,53 \text{ мм}^2$$

Также необходимо выполнить проверку на коронирование провода.

Начальная критическая напряженность электрического поля вычисляется по формуле [7]:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (38)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для много проволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

В нашем случае:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ/см}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \log \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (39)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз. При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26D$; здесь D – расстояние между соседними фазами, см.

В нашем случае:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,855 \cdot \lg \frac{378}{0,855}} = 17,215 \text{ кВ/см}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$: $1,07 \cdot E \leq 0,9E_0$. Таким образом:

$$1,07 \cdot 17,215 = 18,42 \leq 0,9 \cdot 32,88 = 29,59$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

5.8.2 Выбор и проверка ошиновки РУ 10 кВ

В закрытых РУ 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.

Как было рассчитано в соответствии с формулой (30) максимальный рабочий ток на шинах 10 кВ составил $I_{рабНН} = 808,2$ А.

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО: $2 \times (100 \times 10)$ мм, $S = 1000$ мм² – для одной полосы шины.

Далее проведем проверку по термической стойкости шин исходя из данных расчета точки КЗ: $I_{КЗ} = 9,9$ кА, $I_{уд} = 19,6$ кА.

Минимальное сечение по условию термической стойкости определяется по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (40)$$

где $C = 91$ – для алюминиевых шин и кабелей;

q_{\min} – минимальное сечение провода, $q_{\min} < S$.

Далее произведем расчет минимального сечения по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{380,181 \cdot 10^6}}{91} = 214,27 \text{ мм}^2$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5$ м. Собственная частота колебаний шины при выбранной длине:

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (41)$$

где J – момент инерции шины, который равен $J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4$;

q – поперечное сечение выбранной шины.

Подставив имеющиеся значения в формулу (31) получим:

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{214,27}} = 13,15$$

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м) определяем по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a}, \quad (42)$$

где i_{yd} – ударный ток на шине (А);

a – расстояние между фазами (м).

Рассчитаем максимальное усилие по данным выбранного варианта:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{19600^2}{1,5} = 4,4 \cdot 10^{-2}$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия рассчитывается по формуле (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_\phi}, \quad (43)$$

где L – длина пролета между опорными изоляторами (м);

W_ϕ – момент сопротивления шины, который равен $W_\phi = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3$

Для выбранного варианта:

$$\sigma_{расч} = \frac{4,4 \cdot 10^{-2} \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 3,96 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90 \text{ МПа}$, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

5.9 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах. Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

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, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон},$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб:

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

Изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах номинальным напряжением сети свыше 1000 В, частотой до 60 Гц. Высота изолятора составляет $H_{уз} = 120$ мм.

Выбранный изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Максимальная сила, действующая на изгиб рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (44)$$

где $K_h = \frac{H}{H_{уз}} = \frac{H_{уз} + b + h/2}{H_{уз}}$ (поправка на высоту прямоугольных шин).

Рассчитаем максимальную силу, действующую на изгиб:

$$K_h = \frac{120 + 8 + 100/2}{120} = 1,483$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{19600^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,483 \cdot 10^{-7} = 98,68 \text{ Н}$$

Проверка: $F_{расч} = 98,68 \text{ Н} \leq F_{доп} = 2250 \text{ Н}$.

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

5.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

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, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

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, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

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:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (45)$$

где $\kappa_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Учитывая, что на проектируемой подстанции ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд составит 250 кВт, расчетная нагрузка составит:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{250}{0,85} = 235,294 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250/10.

5.11 Выбор и проверка ячеек КРУ

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

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

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

На низкой стороне выбираем КРУ наружной установки 10 кВ марки К-59 со встроенными выключателями марки ВВЭ-М-10-20 с электромагнитным приводом.

Основные технические данные КРУН-10 кВ приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Основные параметры шкафа КРУН-10 кВ серии К-59

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение (линейное), кВ	12
Номинальный ток главных цепей ячеек, А	630
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	1000
Номинальный ток отключения выключателя встроенного в КРУН, кА	20
Ток термической стойкости (кратковременный ток) при времени протекания 3 с, кА	20
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячеек КРУН, кА	51

Тип выключателя	ВВ/TEL-10-20/1000У2 со встроенным электромагнитным приводом
Тип секционного выключателя	ВВ/TEL-10-20/630У2 со встроенным электромагнитным приводом
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Количество и сечение силовых кабелей в шкафах отходящих линий, мм ²	4(3×240)
Трансформатор тока	ТОЛ-10
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ1
Ограничители перенапряжения	ОПН – 10/12/10/400УХЛ1

Здание поставляется в полной заводской готовности исполнения ХЛ1 со смонтированным отоплением и вентиляцией.

Далее проведем проверку выбранного оборудования по термической и электродинамической стойкости.

Для проверки термической стойкости выбранного КРУН воспользуемся формулой (32):

$$W_k = 9,9^2 \cdot (3,52 + 0,359) = 380,181 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для КРУН-10 кВ представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{РАБ} = 808,2 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{ДИН} = 51 \text{ кА}$	$I_{УД} = 19,6 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$W_T = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 380,181 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq W_T$
$I_{АОНОМ} = 20 \text{ кА}$	$I_{АО} = 14 \text{ кА}$	$I_{АО} \leq I_{АОНОМ}$

Как видно из результатов КРУН-10 кВ серии К-59 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

5.12 Разработка заземления и молниезащиты ПС 110 кВ «Дубки»

5.12.1 Конструктивное исполнение заземления ПС «Дубки» и определение его стационарного и импульсного сопротивления

Заземляющее устройство подстанции необходимо выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ, гл. 1.7 (изд. 7).

Далее необходимо определить сопротивление заземляющего устройства подстанции для сравнения с предельным значением, обозначенным в ПУЭ (0,5 Ом).

Сначала определим площадь, используемую под заземляющее устройство подстанции по формуле:

$$S_{\text{зз}} = (a + 2 \cdot 1,5) \cdot (b + 2 \cdot 1,5), \quad (46)$$

где a – ширина подстанции, м;

b – длина подстанции, м.

Длина проектируемой подстанции составляет 40 м, ширина также 40 м.

Таким образом:

$$S_{\text{зз}} = (40 + 2 \cdot 1,5) \cdot (40 + 2 \cdot 1,5) = 1849 \text{ м}^2$$

Далее выберем диаметр горизонтального луча в сетке ($D_{\text{нр}}$) по механической прочности. Заземляющее устройство на проектируемой подстанции предполагается выполнить в виде контура из стальной полосы сечением 5*50 мм. При этом, ввиду не превышения тока замыкания на землю 10 кА, проверку на термическую стойкость проводить не нужно. Вертикальный электрод принимается диаметром 32 мм, длиной 5м.

Шаг сетки контура заземления принимаем равным 5 м, и, таким образом, суммарная длина горизонтальных полос составит:

$$L_z = (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k}, \quad (47)$$

где k – шаг сетки контура заземления.

$$L_z = (40 + 3) \cdot \frac{(40 + 3)}{5} + (40 + 3) \cdot \frac{(40 + 3)}{5} = 739,6 \text{ м}$$

Далее уточняется суммарная длина всех горизонтальных электродов (полос) при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} :

$$L_y = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (48)$$

где S – площадь, занятая заземлителем;

m – число ячеек, определяемое как $m = \frac{L_c}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{739,6}{2 \cdot \sqrt{1849}} = 8,6$.

$$L_y = 2 \cdot \sqrt{1849} \cdot (8,6 + 1) = 825,6$$

Определим количество вертикальных электродов по формуле:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{p}, \quad (49)$$

где p – расстояние между вертикальными электродами.

Расстояние между электродами примем равным 2 м, длину электрода принимаем 9 м.

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{1849}}{2} = 86$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_y + n \cdot l_e} \right), \quad (50)$$

где A – коэффициент, зависящий от отношения $\frac{l_e}{\sqrt{S}}$, в нашем случае

значение A составляет 0,33;

ρ – удельное сопротивление грунта, в нашем случае равное 60 Ом/м [4]

$$R = 60 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{1849}} + \frac{1}{825,6 + 86 \cdot 9} \right) = 0,498 \text{ Ом}$$

Далее определим импульсное сопротивление заземлителя сетки по формуле:

$$R_u = \alpha_u \cdot R, \quad (51)$$

где α_u – импульсный коэффициент.

Импульсный коэффициент определяется:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (52)$$

где I_m – ток молнии, равный 60 кА.

Таким образом, импульсный коэффициент составит:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1849}}{(60 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,62$$

Импульсное сопротивление составит:

$$R_{\text{и}} = 1,62 \cdot 0,498 = 0,81 \text{ Ом}$$

Таким образом, расчетное сопротивление ЗУ ПС при стекании на него тока КЗ составляет 0,498 Ом, что не превышает допустимого 0,5 Ом, т. е. выбранная модель заземления подходит для проектируемой подстанции.

Для устройства заземления разрабатывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода. Вертикальные электроды из стержней диаметром 32 мм погружаются в траншею так, чтобы верхняя часть выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального электрода. Погружение вертикальных электродов производится методом ввертывания. Для электродов заземления, ввертываемых в грунт, должна применяться круглая горячекатанная сталь марки Ст3. Горизонтальный электрод выполняется из стали прямоугольного сечения той же марки.

Соединение вертикальных и горизонтальных электродов между собой и с заземляющими проводниками, находящимися в земле, осуществляется только ручной дуговой сваркой. Сварку необходимо выполнять так, чтобы сварочный шов лег по всем соединениям, при этом длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины полосовой стали (12d для круглой стали).

Все работы по устройству заземляющего устройства необходимо выполнить одновременно со строительными работами нулевого цикла.

5.12.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для молниезащиты проектируемой подстанции предусмотрено установка одиночных стержневых молниеотводов.

К параметрам зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода относятся:

- Эффективная высота молниеотвода $h_{\text{эф}}$;

- Радиус зоны защиты на уровне земли r_0 ;
- Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x .

При этом имеется две зоны защиты молниеотвода: на уровне земли и на высоте защищаемого объекта. Вышеуказанные показатели определяются в зависимости от зоны защиты и высоты молниеотвода.

Для зоны защиты молниеотвода на уровне земли:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (53)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (54)$$

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right), \quad (55)$$

где h – высота молниеотвода,

h_x – высота защищаемого объекта.

Для зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h, \quad (56)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (57)$$

r_x – определяется по формуле (55)

На проектируемом объекте рассмотрим установку молниеотводов высотой 25 м (h) при высоте устанавливаемого оборудования 2,5 м (h_x).

Произведем необходимые расчеты для зоны защиты молниеотвода на уровне земли:

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 25) \cdot 25 = 26,25 \text{ м}$$

$$r_x = 21,25 \cdot \left(1 - \frac{2,5}{21,25}\right) = 23,2 \text{ м}$$

И для зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 25 = 23$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 25 = 37,5$$

$$r_x = 37,5 \cdot \left(1 - \frac{2,5}{23}\right) = 33,42 \text{ м}$$

Таким образом, учитывая предполагаемые размеры проектируемой подстанции: 40 м длины и 40 м ширины, достаточным для молниезащиты объекта будет установка четырех молниеотводов длиной 25 м каждый. На рисунке 14 схематично изображена проектируемая подстанция с зонами молниезащиты.

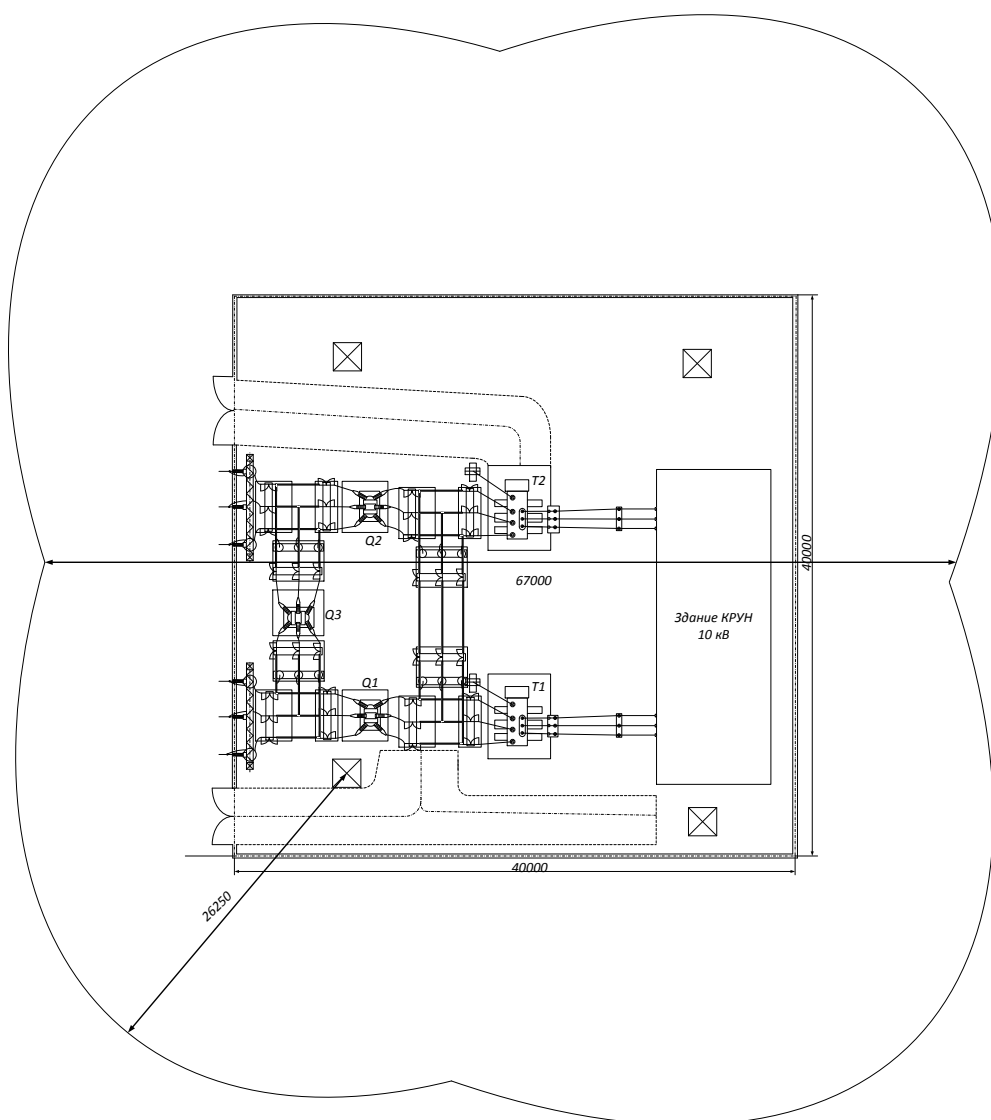


Рисунок 14 – Схема молниезащиты проектируемой ПС 110 кВ Дубки

Отдельностоящий молниеотвод выбираем типа МС-26.2 – стальной молниеотвод высотой 26,2 м.

Устанавливается молниеотвод на железобетонный подожник Ф2-2 в открытый котлован, стальные конструкции выполняются из стали С345 категории 3.

5.12.3 Выбор и проверка ОПН

5.12.3.1 Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Ограничитель перенапряжения нелинейный (ОПН) - электрический аппарат, предназначенный для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. ОПН также можно назвать разрядником без искровых промежутков. ОПН на сегодняшний день являются одним из эффективных средств защиты оборудования электрических сетей.

Выбор ОПН осуществляется в соответствии со следующим порядком:

1. Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН;
2. Выбор номинального напряжения ОПН по условиям работы в квазиустановившихся режимах;
3. Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П1-110/77/10/2УХЛ1 с соответствующим классом напряжения 110 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Напряжение на ограничителе допустимое в течение времени, кВ			Номинальный разрядный ток, кА
			1 с	10 с	20 м	
110	96	77	119	112	98	10

Далее необходимо произвести проверку в соответствии с указанным выше алгоритмом:

1. Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением ($U_{нр}$) выше наибольшего значения

рабочего напряжения (фазного) в точке его установки ($U_{нс}$) по условию: $U_{нр} \geq 1,05 \cdot U_{нс}$. В нашем случае: $77 \leq 1,05 \cdot 110 = 115,5$, т.е. выбранный ОПН не подходит по данному условию. Однако, ввиду того, что все проанализированные ОПН на данном классе напряжения имеют примерно одинаковое значение длительно допустимого напряжения (в районе 77 кВ) и ни один из них не проходит по данному условию, то данным пунктом алгоритма можно пренебречь;

2. Номинальное напряжение ОПН выбирают в зависимости от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, учитывая их амплитуды и продолжительность. Основное требование заключается в том, что характеристика ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени» должна быть выше, чем характеристика сети «амплитуда квазистационарного перенапряжения в зависимости от продолжительности».

Таким образом, номинальное напряжение ОПН должно быть не менее наибольшего эквивалентного квазистационарного перенапряжения, определяемого по формуле:

$$U_{экс} = U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10}\right)^m, \quad (58)$$

где $U_{к}$ – амплитуда квазистационарного перенапряжения, отн. ед. В нашем случае данный показатель равен 1,4 отн. ед.;

$T_{к}$ – продолжительность квазистационарного перенапряжения, сек. Для нашего варианта данный показатель составляет 3 сек.;

m – показатель степени, описывающий характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». В качестве усредненного значения можно принять $m = 0,02$.

Рассчитаем наибольшее эквивалентное квазистационарное перенапряжение:

$$U_{экс} = 1,4 \cdot \left(\frac{3}{10}\right)^{0,02} = 1,37$$

В нашем случае показатель напряжение промышленной частоты в зависимости от времени составляет 119 кВ, что больше рассчитанного значения, т.е. по данному показателю выбранное оборудование подходит;

3. Под током взрывобезопасности ОПН ($I_{\text{вз.без}}$) понимают максимальное действующее значение установившегося большого тока короткого замыкания, при котором он еще сохраняет свою взрывобезопасность.

В случае внутреннего повреждения ОПН протекающий через него аварийный ток не должен вызывать взрывного разрушения покрышки. Следовательно, ОПН должен выдерживать аварийный ток, равный или больший, чем наибольший аварийный ток через ОПН в точке его установки.

Исходя из вышесказанного, наибольший ток короткого замыкания сети в точке установки ОПН должен быть меньше его тока взрывобезопасности, указанный заводом-изготовителем, т.е.: $I_{\text{кз}} < I_{\text{вз.без}}$. Для выбранного оборудования $I_{\text{вз.без}} = 40 \text{ кА}$, посчитанное значение $I_{\text{кз}}$ составляет 0,9 кА на ВН, т.е. по данному показателю выбранный ОПН подходит.

Таким образом, выбранный ОПН–П1–110/77/10/2УХЛ1 по всем параметрам подходит для установки на проектируемую подстанцию 110 кВ «Дубки».

5.12.3.2 Выбор и проверка ОПН 10 кВ

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность ограничителя, А
10	15	12	10	400

Произведем проверку данного ОПН по вышеуказанному в п. 5.12.3.1 алгоритму:

1. $U_{np} \geq 1,05 \cdot U_{нс}$, т.е. $12 \geq 1,05 \cdot 10 = 10,5$. По данному показателю выбранный ОПН подходит;
2. Наибольшее эквивалентное квазистационарное перенапряжение рассчитанное по формуле (52) составило $U_{экс} = 1,37$, при этом для выбранного ОПН 10 кВ показатель напряжение промышленной частоты в зависимости от времени составляет 12 кВ, что больше рассчитанного значения, т.е. по данному показателю выбранное оборудование подходит;
3. Ввиду отсутствия данных от заводов-изготовителей о токах взрывобезопасности выбранного ОПН проверка по данному пункту не производится. Однако, учитывая, что номинальный разрядный ток (10 кА) выбранного ОПН меньше токов КЗ на низкой стороне (9,9 кА), рассчитанных в разделе 5.3 диссертации, то можно сказать, что по показателю ОПН проверку также проходит.

Таким образом, можно сказать, что выбранный ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1 по всем параметрам подходит для установки на проектируемую подстанцию 110 кВ «Дубки».

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС 110 КВ «ДУБКИ»

6.1 Релейная защита и автоматика трансформаторов 110/10 кВ

Основные технические решения по релейной защите и автоматике (РЗиА) предусматривают выполнение релейной защиты и автоматики ПС 110/10 кВ «Дубки» на современных микропроцессорных терминалах.

На проектируемой подстанции устанавливаются два трансформатора с номинальной мощностью 10 МВА каждый.

На каждом трансформаторе предусматриваются следующие устройства РЗиА:

- Комплект дифференциальной токовой защиты трансформатора (ДЗТ);
- Газовая защита трансформатора с двумя ступенями. Первая ступень срабатывает с действием на сигнал, вторая ступень с действием на отключение трансформатора со всех сторон. Предусмотрена возможность вывода второй ступени газовой защиты при срабатывании с действием только на сигнал.

Газовая защита РПН действует на отключение трансформатора со всех сторон. Предусмотрена возможность вывода газовой защиты РПН при срабатывании с действием только на сигнал.

Газовые реле действуют через два комплекта основных защит трансформатора. Необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами;

- Резервные защиты на сторонах высшего и низшего напряжений.

Резервные защиты на стороне высшего напряжения трансформатора выполняются в виде максимальной токовой защиты с возможностью пуска по напряжению и токовой ненаправленной защиты нулевой последовательности.

Резервные защиты на стороне низшего напряжения трансформатора выполняются в виде максимальной токовой защиты с возможностью пуска по напряжению;

- Защита от перегрузки с действием на сигнал;
- Автоматика охлаждения;
- Устройство автоматики, управления и сигнализации РПН.

В ОПУ предусматриваются два шкафа для основной и резервной защиты трансформатора и автоматики управления трансформаторным выключателем типа ШЭ2607 073 производства ООО «НПП «Экра». Каждый шкаф состоит из двух комплектов. Первый комплект с микропроцессорным терминалом реализует функции ДЗТ, газовой защиты, защиты от перегрузки, УРОВ стороны ВН трансформатора. Второй комплект реализует функции резервных защит и АУВ, АПВ на стороне высокого напряжения 110 кВ и газовой защиты.

Также, предусматривается шкаф управления РПН ШЭ2607 157 производства ООО «НПП «Экра», состоящий из двух комплектов, каждый из которых реализует функции автоматики, управления и сигнализации РПН.

Для защиты и автоматики секционного выключателя предусматривается установка шкафа защиты и автоматики производства ООО «НПП «Экра». Комплект защиты и автоматики секционного выключателя 110 кВ выполняет следующие функции:

- Трехступенчатая максимальная токовая защита;
- Защита от обрыва фаз;
- Автоматика управления выключателем;
- Логическая защита шин;
- УРОВ.

6.2 Релейная защита в КРУН-10 кВ

На вводных ячейках 10 кВ предусмотрены терминалы типа БЭ2505А02 производства ООО «НПП «Экра», обеспечивающих:

- Трехступенчатую максимальную токовую защиту с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- Защиту минимального напряжения.

На секционном выключателе 10 кВ предусмотреть терминалы типа БЭ2505А01 производства ООО «НПП «Экра», обеспечивающих:

- Трехступенчатую максимальную токовую защиту;
- Автоматическое включение резерва;
- УРОВ.

На отходящих линиях 10 кВ предусмотрены терминалы типа БЭ2505А01 производства ООО «НПП «Экра», обеспечивающие:

- Двухступенчатую максимальную токовую защиту;
- Токовую отсечку;
- Защиту от замыканий на землю;
- УРОВ.

На присоединениях ТСН 10 кВ предусмотрены также терминалы типа БЭ2505А01 производства ООО «НПП «Экра», обеспечивающие:

- Автоматику компенсации тока замыкания на землю;
- Двухступенчатую максимальную токовую защиту;
- Защиту от перегрузки;
- Защиту от замыканий на землю;
- УРОВ.

На каждой секции шин 10 кВ предусматриваются:

- Дуговая защита шин с контролем по току;
- Логическая защита шин;
- Сигнализация от замыканий на землю.

Дуговая защита выполняется с пуском по току. В зависимости от конкретного выбранного типа, по принципу действия в устройстве дуговой защиты в качестве датчиков могут применяться:

- Клапаны, реагирующие на повышение давления на фронте ударной волны в начальный момент дугового короткого замыкания;

- Дугоулавливающие электроды, реагирующие на повышение степени ионизации газов в канале дугового столба;
- Фототиристоры (фоторезисторы, фототранзисторы или фотодиоды) с волоконно-оптическими датчиками, реагирующими на появление излучения от дугового столба.

Сравнение способов построения дуговых защит КРУ показывает, что наиболее перспективным с позиции получения максимального быстродействия при абсолютной селективности и минимальном количестве информационных признаков является способ контроля освещенности (светового потока) внутри отсеков. Поэтому проектом предполагается установка дуговой защиты с волоконно-оптическими датчиками, реагирующими на появление излучения от дугового столба. Действие дуговой защиты и логической защиты шин выполняется путем образования шинок.

6.3 Автоматика присоединений 110 кВ

На вводах силовых трансформаторов 110 кВ предусмотрены микропроцессорные терминалы, в которых функции АУВ совмещены с функциями релейных защит (максимальных токовых защит, токовых защит нулевой последовательности).

В каждой АУВ присоединений 110 кВ предусматривается индивидуальное устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений.

На всех присоединениях 110 кВ предусматривается трехфазное автоматическое включение с пуском по цепи «несоответствия» и от защит.

На вводах 110 кВ предусматривается «слепое» ТАПВ.

При выполнении АПВ реализуется:

- Действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;

- Запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- Возможность запрета АПВ от внешних устройств;
- Оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и удаленного доступа;
- Разные выдержки времени АПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин)

Цепи отключения выключателей выполняется с полноценным резервированием через электромагнит отключения 1, 2 и 3 (ЭМО1-3), т.е. для каждого ЭМО предусматривается отдельный автомат питания цепей отключения, вторичные цепи отключения выполняются в отдельных кабелях. Команда включения выключателя должна осуществляться только через микропроцессорный терминал АУВ, в целях исключения случаев включения при неисправности микропроцессорного терминала.

6.4 Автоматика КРУН-10 кВ

На всех присоединениях 10 кВ предусмотрены микропроцессорные терминалы, в которых функции АУВ совмещены с функциями релейных защит. В каждой АУВ присоединений 10 кВ проектом предусмотрены УРОВ. УРОВ выполняется в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени на отключение питающих присоединений.

На всех присоединениях 10 кВ предусматривается трехфазное автоматическое повторное включение с пуском по цепи «несоответствия» и от защит.

При выполнении АПВ реализуется:

- Действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- Запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;

- Возможность запрета АПВ от внешних устройств;
- Оперативный ввод/вывод АПВ, изменение алгоритма контроля АПВ посредством местного и удаленного доступа;

Для секционного выключателя 10 кВ предусмотрены автоматическое включение резерва и автоматическое восстановление нормального режима.

Действие АВР выполняется по факту отсутствия напряжения на одной из секций шин, отключенного положения выключателя ввода данной секции шин, наличия встречного напряжения и разрешающего сигнала (срабатывания ДЗТ, газовой защиты силового трансформатора). АВР действует непосредственно через микропроцессорный терминал секционного выключателя 10 кВ на включение выключателя.

Действие АВНР выполняется по факту наличия напряжения в силовом трансформаторе. АВНР действует непосредственно через микропроцессорный терминал ввода 10 кВ на включение выключателя. По факту включения вводов 10 кВ отключается секционный выключатель 10 кВ.

Автоматическая частотная разгрузка выполняется на микропроцессорных терминалах, расположенных в релейных отсеках ячеек. Действие АЧР осуществляется двумя очередями по факту срабатывания пусковых органов напряжения, частоты и скорости изменения частоты. Отключение каждой очереди АЧР предусматривается шинками через переключатели на все отходящие линии 10 кВ.

По факту восстановления нормального (рабочего) уровня напряжения и частоты осуществляется частотное автоматическое повторное включение. Передача разрешающего сигнала ЧАПВ от микропроцессорного терминала в релейном отсеке ячейки предусматривается шинками через переключатели на все отходящие линии 10 кВ.

Команда включения выключателя предусматривается только через микропроцессорный терминал АУВ, в целях исключения случаев включения при неисправности микропроцессорного терминала.

6.5 Регистрация аварийных событий

Регистрация аварийных событий на ПС 110 кВ «Дубки» предусмотрена микропроцессорными устройствами РЗА, противоаварийной автоматики и отдельным микропроцессорным регистратором аварийных событий.

Регистрации подлежат фазные напряжения и напряжения нулевой последовательности по цепям напряжения и фазные токи и токи нулевой последовательности по токовым цепям.

Регистрируются аварийные события на всех присоединениях ОРУ 110 кВ, а также на вводах силовых трансформаторов и секционного выключателя 10 кВ.

Кроме того, предусматривается регистрация напряжений в цепях постоянного оперативного тока и в цепях собственных нужд переменного тока.

Регистрации подлежат следующие дискретные сигналы:

- Положение всех выключателей 110 кВ (предусмотрены дискретные сигналы для подключения положения выключателей вводов низкого напряжения силовых трансформаторов и секционного выключателя 10 кВ);
- Факт действия защит на катушку отключения выключателей 110 кВ;
- Регистрация срабатывания резервных защит вводов ВН и НН силовых трансформаторов и секционного выключателя 10 кВ;
- Регистрация факта работы защит силовых трансформаторов;
- Необходимо регистрировать также положение наиболее ответственных оперативных ключей и накладок, которыми часто оперируют.

7 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА СЕТИ

Для оценки установившихся режимов существует ряд промышленных программ, систем проектирования в которых объединены творческие усилия проектировщиков, возможности математических методов и компьютерной техники. Они написаны для того, чтобы автоматизировать процесс проектирования, а также улучшить качество, точность расчетов и уменьшить сроки выполнения работ.

Назначением расчетов режимов электрических сетей являются:

- выбор схемы и параметров сети, определение загрузки элементов сети и соответствия их пропускной способности ожидаемым потокам мощности;
- выбор средств регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности и оптимизации потокораспределения;
- выявление тенденций изменения потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях и разработка мероприятий по их ограничению;
- разработка мероприятий по обеспечению устойчивости электроэнергетической системы.

Расчеты выполняются с использованием вычислительной техники и соответствующих программ для ЭВМ.

Расчеты режимов сетей 110 кВ и выше выполняются для полной схемы сети – при всех включенных линиях и трансформаторах. Целесообразность и точки размыкания сетей 110-330 кВ должны быть обоснованы.

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin.

Описание узлов с их параметрами приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Список узлов проектируемого района.

ПС	№ узла	Описание	U ном, кВ	P _н , МВт	Q _н , МВАр
Уссурийск-2	1	База	220	214,5	81,1

Михайловка	2	Нагр	110	6,8	2,1
ЖБИ-130	3	Нагр	110	1,8	0,5
Павловка-2	4	Нагр	110	8,5	3,6
Ленинское	5	Нагр	110	5,1	2
Дубки	6	Нагр	110	11,6	4,7
Михайловка_отп	7	Нагр	110		

Далее необходимо представить данные о ветвях проектируемого района в таблице 29:

Таблица 29 – Список ветвей проектируемого района.

Название ВЛ	Провод	Длина линии, км	R _л , Ом	X _л , Ом	В _л , См
Уссурийск-2 – Михайловка_отп	АС-240	5,6	0,67	2,27	-15,74
Михайловка_отп – Михайловка	АС-95	6,3	1,93	2,73	-16,44
Михайловка_отп – ЖБИ-130	АС-240	20,4	2,45	8,26	-57,32
ЖБИ-130 – Павловка-2	АС-240	10,2	1,22	4,13	-28,66
Павловка-2 – Дубки	АС-95	8,4	2,57	3,64	-21,92
Дубки – Ленинское	АС-95	12,4	3,79	5,38	-32,36
Ленинское – Михайловка	АС-95	14,7	4,50	6,38	-38,37

На рисунке 15 изображена однолинейная схема проектируемой сети с указанием всех узлов и ветвей, поименованных в таблицах 28 и 29. Также, однолинейная схема изображена на листе 2 графической части диссертации.

Анализ результатов расчета в RastrWin для нормального и послеаварийного режимов проектируемого варианта представлен в таблицах 30 и 31. В качестве послеаварийного режима взята ситуация при которой произошло отключение линии 110 кВ ПС Михайловка – ПС Ленинское. Графическое представление модели сети представлено в Приложении А-Б и на листе 2 графической части диссертации.

В таблице 30 представлен анализ потери напряжения в узлах участка сети при присоединении в существующую сеть проектируемых подстанций.

Таблица 30 – Анализ падения напряжения в узлах участка сети

Узел	Номинальное напряжение, кВ	Текущее напряжение, кВ		Отклонение напряжения, %	
		Нормальный режим	Послеаварийный режим	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Михайловка	110	108,82	109,18	-1,07	-0,75
ЖБИ-130	110	108,07	107,3	-1,75	-2,45

Продолжение таблицы 30

Павловка-2	110	107,45	106,31	-2,32	-3,35
Дубки	110	107,34	105,69	-2,42	-3,92
Ленинское	110	107,89	105,41	-1,92	-4,17

Как видно из таблицы 30, полученные в результате расчета режима данные по напряжению в узлах сети как в нормальном, так и в послеаварийном режиме не превышает допустимых 10% согласно ГОСТ 32144-2013.

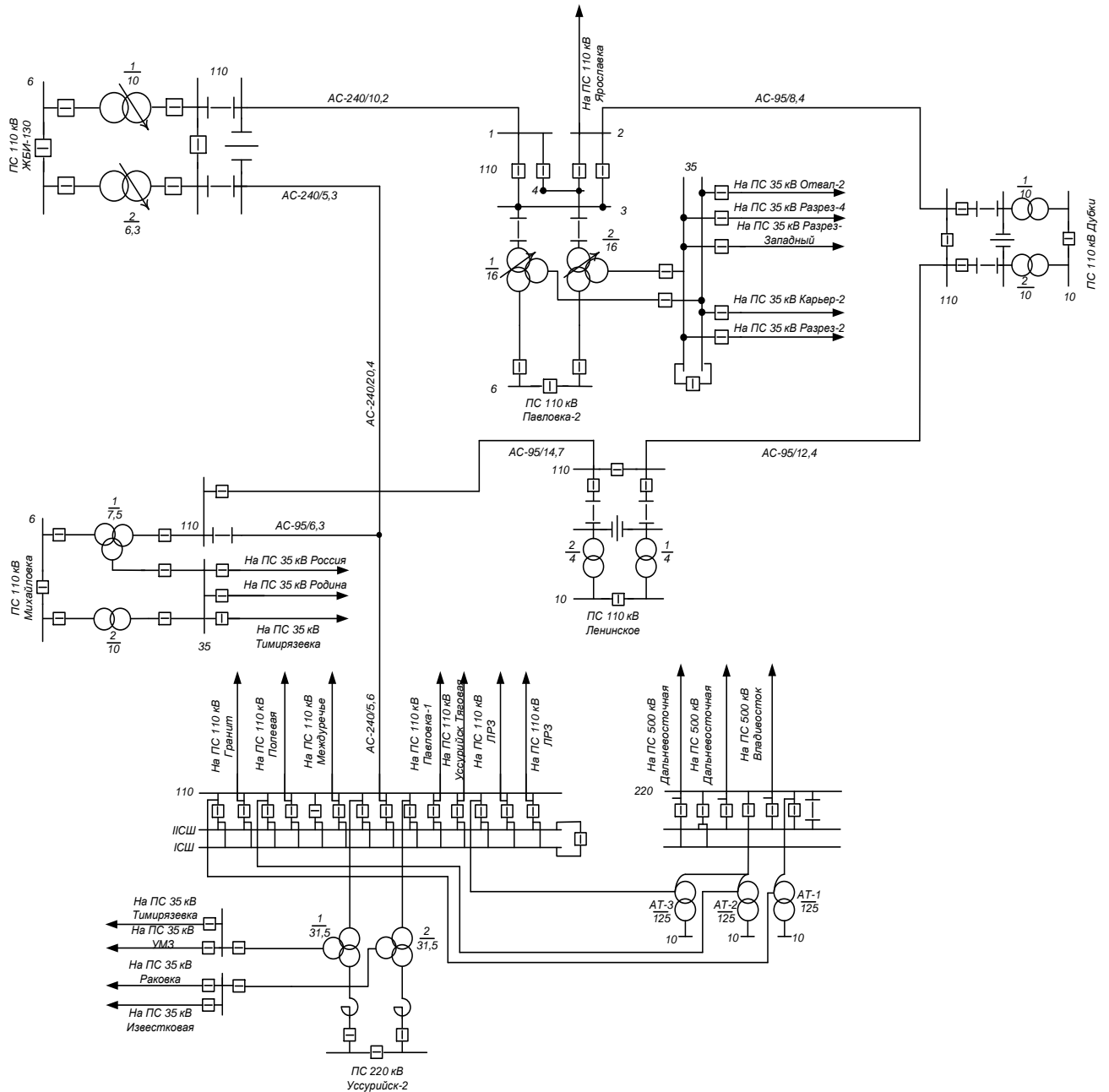


Рисунок 15 – Однолинейная схема сети проектируемого района

Далее представим в таблице 31 значения тока, протекающего по линиям проектируемого и существующего участков сети.

Таблица 31 – Токи, протекающие по линиям исследуемого участка сети

Название ВЛ	Провод	Длительно допустимый ток согласно справочных данных, А	Текущий ток линии, А	
			Нормальный режим	Послеаварийный режим
Уссурийск-2 – Михайловка_отп	АС-240	610	256	259
Михайловка_отп – Михайловка	АС-95	330	131	37
Михайловка_отп – ЖБИ-130	АС-240	610	127	223
ЖБИ-130 – Павловка-2	АС-240	610	119	214
Павловка-2 – Дубки	АС-95	330	14	97
Дубки – Ленинское	АС-95	330	66	29
Ленинское – Михайловка	АС-95	330	95	-

Как видно из таблицы на всех участках сети превышение токов, текущих по линии на предельно допустимыми максимальными значениями не произошло.

Подводя итог проведенных расчетов режимов следует сказать, что при подключении проектируемых подстанций в сеть как в нормальном, так и в послеаварийном режиме для всех вариантов потери напряжения сверх предельного значения не наблюдается, по линиям течет ток, в пределах максимального длительно допустимого для примененных проводов.

8 ПЕРЕВОД ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ПЛАТФОРМУ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С АКТИВНО-АДАПТИВНОЙ СЕТЬЮ

Интеллектуальная электроэнергетическая система с активно-адаптивной сетью представляет собой электроэнергетическую систему нового поколения, основанную на мультиагентном принципе организации и управления ее функционированием и развитием с целью обеспечения эффективного использования всех ресурсов (природных, социально-производственных и человеческих) для надежного, качественного и эффективного энергоснабжения потребителей за счет гибкого взаимодействия всех ее субъектов (всех видов генерации, электрических сетей и потребителей) на основе современных технологических средств и единой интеллектуальной иерархической системы управления[15].

В ИЭС ААС важная роль отводится активно-адаптивной электрической сети, как технологической инфраструктуре электроэнергетики, собственно наделяющей интеллектуальную энергосистему принципиально новыми свойствами.

Активно-адаптивная сеть представляет собой совокупность подключенных к генерирующим источникам и потребителям энергии элементов электрических сетей и систем управления, включающих:

- Линии электропередачи с управлением изменением характеристик (активных и реактивных составляющих сопротивлений), а также систем контроля их состояния (стрел провеса, гололедообразования, систем защиты от разрядов и перенапряжений и др.);
- Устройства электромагнитного преобразования электроэнергии с широкими возможностями регулирования параметров (напряжения по модулю и по фазе, мощности активной и реактивной, преобразования

рода тока – переменного и постоянного и др.), а также средства накопления и аккумуляирования энергии;

- Коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим коммутационным ресурсом;
- Исполнительные механизмы, позволяющие в реальном времени воздействовать на активные элементы сети, изменяя ее параметры и топологию (конфигурацию и сопротивления);
- Датчики положения и текущих режимных параметров в количестве, достаточном для обеспечения оценки состояния сети в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы, с высокой скоростью съема показаний в цифровом виде;
- Современные цифровые устройства защиты и автоматики;
- Информационно-технологические и управляющие системы, в т. ч. Программное обеспечение и технические средства адаптивного управления с возможностью воздействия в реальном времени на активные элементы сети и электроустановки потребителей;
- Быстродействующую многоуровневую управляющую систему с соответствующим информационным обменом для управления и контроля состояния системы в целом, ее частей и элементов с различными временными циклами для разных уровней управления.

В концепции ИЭС ААС представлены три основных направления развития электроэнергетики:

1. Создание и применение улучшающей, новой и прорывной техники, обеспечивающей экономичность и управляемость электрической сети, разработка и использование технологий мониторинга и диагностики сетей;
2. Развитие современных и создание новых систем управления электроэнергетикой; проработка новых принципов информационного взаимодействия энергообъектов, включая и «информационное облако»; обеспечение их кибербезопасности;

3. Разработка принципов вовлечения в управление энергопотреблением как отдельных активных потребителей, так и коллективных интеллектуальных микросетей.

Для реализации концепции ИЭС ААС необходимо обеспечить энергосистеме новые функциональные свойства, в том числе [15]:

- Взаимодействие сети с любыми видами генерации, включая малые и альтернативные источники энергии;
- Взаимодействие сети с потребителями на основе эффективного использования электроэнергии за счет ситуационного регулирования нагрузки с максимальным учетом требований потребителей;
- Создание новой сетевой топологии электроэнергетики с иерархической территориальной и технологической сегментацией и гибкими активно-адаптивными межсегментными связями, обеспечивающими обмены и регулирование базовой, полупиковой и пиковой мощностей с помощью соответствующей системы автоматического регулирования;
- Реализацию адаптивной реакции энергосистемы и электрической сети на текущую ситуацию на основе сочетания централизованного и местного управления в нормальных и послеаварийных режимах;
- Освоение новых информационных ресурсов и технологий для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долгосрочных решений – для реализации эффективного управления;
- Обеспечение расширения рыночных возможностей инфраструктуры путем взаимного оказания широкого спектра услуг субъектами рынка и инфраструктурой.

Инновационные компоненты и устройства базируются на последних достижениях науки и техники в таких сферах, как сверхпроводимость, силовая электроника, системы аккумулирования электроэнергии и диагностики.

К основным инновационным технологиям ИЭС ААС, возможным для применения на проектируемом объекте относятся: устройства и системы на

основе силовой электроники (FACTS-технологии), новые технологии ЛЭП (высокотемпературные провода, ВТСП-кабели, новые системы мониторинга, диагностики и определения мест поражения), цифровые подстанции (интеллектуальные электронные приборы, коммуникационные технологии).

8.1 FACTS-технологии

Широкое внедрение систем FACTS совместно с новыми средствами телемеханики, мониторинга и управления позволяет обеспечить формирование системы передачи электроэнергии с новым качеством.

К наиболее востребованным устройствам FACTS относятся: статический синхронный компенсатор, статический тиристорный компенсатор, статический синхронный генератор, устройство продольной компенсации, фазоповоротное устройство и др.

Далее подробнее остановимся на каждом указанном выше устройстве:

- Статический синхронный компенсатор – в настоящее время является наиболее передовой технологией в области компенсации реактивной мощности. Он основан на преобразователе напряжения и может выступать в качестве источника. STATCOM может автоматически выдавать индуктивную или емкостную мощность в зависимости от спроса на стороне нагрузки или в сети энергосистемы;
- Статический тиристорный компенсатор является общим термином для обозначения реактора или батареи конденсаторов с тиристорным управлением (переключением), а также их комбинации. СТК, как правило, основан на использовании тиристоров без возможности запираания с отдельным оборудованием;
- Статический синхронный генератор является комбинацией СТАТКОМ и любого источника энергии. Термин ССГ обобщает присоединение любого источника энергии, включая аккумуляторную батарею, СПИНЭ и т.д.;
- Управляемые устройства продольной компенсации – конфигурации УУПК включают в себя реакторы и тиристоры, соединенные

параллельно с секциями батареи конденсаторов, включенные в линию электропередачи последовательно. Такая комбинация позволяет обеспечивать плавное управление емкостным сопротивлением и тем самым плавное изменение реактивного сопротивления линии;

- Фазоповоротное устройство – представляет собой трансформатор-вращатель, регулируемый с помощью тиристорного управления для обеспечения быстрого изменения угла фазного сдвига. ФПУ – это устройство, переключающее посредством выключателей или тиристорных ключей отпайки трансформатора, обеспечивающие регулирование фазы напряжения. Применяется для регулирования потоков мощности по параллельным ЛЭП, повышения пропускной способности.

В рассматриваемом проектируемом варианте развития сетей Михайловского района Приморского края актуальным из всех выше перечисленных технологий будет использование на проектируемых подстанциях статических тиристорных компенсаторов, а также фазоповоротных устройств. Применение вышеуказанных технологий позволит обеспечить повышение эффективности работы и энергосбережения систем передачи и распределения электрической энергии, а также обеспечение быстродействия регулирования напряжения сети.

8.2 Сверхпроводящие силовые кабели

Сверхпроводящие кабели позволяют увеличить объем передаваемой энергии за счет увеличения токовой нагрузки. Так, на базе доступных сегодня высокотемпературных сверхпроводящих материалов могут быть созданы кабели на передаваемую мощность 50 – 100 МВА при напряжении 10 кВ и 100 – 200 МВА при напряжении 20 кВ.

К основным преимуществам сверхпроводящих кабелей по сравнению с традиционными относятся:

- Увеличение единичной передаваемой мощности в тех же габаритах;

- Повышение эффективности передачи в связи с малыми потерями энергии и повышение качества электроэнергии;
- Увеличение срока жизни кабеля;
- Экологическая чистота и пожаробезопасность;
- Возможность передачи большей мощности при пониженном напряжении.

Передаваемая мощность эксплуатируемых в настоящее время ВТСПК колеблется от 10 МВА до 675 МВА при классах напряжений 10-138 кВ.

На проектируемых объектах возможно при их реализации применение сверхпроводных кабелей. Перевод на сеть с применением сверхпроводных силовых кабелей позволит, как было описано выше, увеличить поток передаваемой мощности, а также обеспечить пожаробезопасность энергообъектов. Увеличение срока эксплуатации сверхпроводных кабелей позволит также снизить эксплуатационные издержки проектируемой сети.

8.3 Цифровые и измерительные трансформаторы тока и напряжения

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения, для перевода сети на платформу интеллектуальной, на проектируемых подстанциях 110 кВ «Ленинское» и «Дубки» могут применяться цифровые измерительные трансформаторы на основе оптико-электронных преобразователей тока и напряжения, обеспечивающие:

- Требуемую точность определения электрических параметров для систем измерений и РЗА;
- Требуемую точность измерений в широком динамическом диапазоне изменений тока (от 100 А до 4000 А для систем измерений и до 160 кА для РЗА);
- Проведения анализа качества электроэнергии по гармоническому составу в переходных режимах для частотного диапазона от 10 Гц до

5000 Гц (как перспективный может рассматриваться диапазон частот от 0 Гц с верхней границей выше 5000 Гц).

Современные трансформаторы должны иметь увеличенный, по сравнению с традиционными, межповерочный интервал – не менее 8 лет, улучшенные массогабаритные характеристики и требовать меньших трудовых затрат при монтаже и эксплуатации. Внешняя изоляция для измерительных трансформаторов изготавливается преимущественно из материалов, которые не требуют применения специальной жидкой или газовой изоляционной сред. Современные измерительные трансформаторы пожаро- и взрывобезопасные.

8.4 Комбинированные изоляторы-разрядники

При реализации настоящего проекта также возможно применение комбинированный изолятора-разрядника мультикамерного.

Комбинированный изолятор-разрядник мультикамерный – устройство, объединяющее в единый узел традиционный изолятор и разрядник, предназначенное для молниезащиты линий электропередачи как от прямых ударов молнии, так и от индуктированных перенапряжений. Молниезащита ВЛ 110 кВ с применением данных устройств позволит отказаться от использования как грозозащитного троса, так и ОПН, что приведет к снижению массы и стоимости опор и фундаментов, и соответственно общей стоимости строительства ВЛ.

В эксплуатации значимым результатом замены традиционных средств молниезащиты ВЛ (грозозащитного троса или ОПН) на комбинированные изоляторы-разрядники является снижение трудоемкости и стоимости обслуживания и ремонтов ВЛ, связанных с негативными последствиями воздействиями разрядов молнии при грозе и обледенения тросов в гололедный период. За счет снижения токовых воздействий на выключатели и обмотки силовых трансформаторов значительно повышается ресурс основного оборудования подстанции.

8.5 Перевод ПС 110 кВ «Ленинское» и «Дубки» на платформу цифровых подстанций

Под цифровой подстанцией понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляется в цифровом виде на основе протоколов МЭК 61850, 61968/61970. При этом и первичное оборудование цифровой подстанции и компоненты информационно-технологических и управляющих систем (РЗА, АИИС КУЭ и др.) функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях управления проектируемых ПС 110 кВ «Ленинское» и «Дубки» позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

- Существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки;
- Повысить помехоустойчивость вторичных цепей благодаря переходу на цифровую связь с использованием для передачи медных кабелей, а при больших расстояниях, больших скоростях и неблагоприятной электромагнитной обстановке – оптоволоконной среды;
- Упростить и удешевить конструкцию микропроцессорных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;
- Унифицировать интерфейсы устройств, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе разных производителей);
- Унифицировать процессы проектирования, внедрения и эксплуатации подстанции.

В состав современной цифровой подстанции входят, в том числе и интеллектуальные измерительные приборы и устройства.

Измерительные приборы и устройства, технологии считывания и измерения являются одной из ключевых технологических областей и важным компонентом современной энергетической системы на базе концепции ИЭС ААС. Применение на проектируемых подстанциях вышеуказанных современных измерительных приборов и устройств позволит [15]:

- Оценивать состояние оборудования и уровень интегрированности сети, отражающего степень сосредоточения информации в едином центре;
- Обеспечивать непрерывный мониторинг данных, минимизировать ошибки при выставлении счетов;
- Способствовать оптимизации режимов сети и сокращению выбросов загрязняющих веществ за счет предоставления потребителю возможности регулировать спрос
- В будущем новые технологии цифровой связи в сочетании с цифровыми измерительными приборами и датчиками будут поддерживать более комплексные измерения и непрерывный мониторинг данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе проектирования электрической сети было проанализировано заданное географическое расположение потребителей электрической энергии. При анализе были учтены мощности нагрузок потребителей, их взаимное расположение. На основе этих данных были предложены варианты схем электрической сети, наиболее полно отражающие специфику их составления.

Впоследствии были выбраны два, наиболее полно подходящих как в техническом, так и в экономическом плане, варианты. С помощью методики сравнения вариантов по среднегодовым эквивалентным расходам был выбран наименее затратный в плане первичных вложений и дальнейших эксплуатационных издержек вариант.

Выбранный вариант, в сравнении с остальными, является не только наименее затратным и технически осуществимым, но и предусматривает при развитии сетей исследуемого региона строительство оптимальной схемы электроснабжения с применением на подстанциях и линиях оборудование последнего поколения и предусматривает дальнейшую возможность перевода проектируемой сети на платформу интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Анализ режимов вновь спроектированной сети показал отсутствие каких либо отклонений по номинальному напряжению в узлах как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; токи текущие по линиям при этом соответствуют выбранным сечениям проводов.

Таким образом, в ходе выполнения магистерской диссертации с помощью различных методик была решена поставленная задача по разработке оптимальной рабочей схемы развития электрической сети Михайловского района Приморского края для подключения

Агропромышленного парка Приморский территории опережающего развития «Михайловский».

В целом, спроектированная электрическая сеть может быть применена для обеспечения электрической энергией потребителей и обладает возможностью дальнейшего развития, с увеличением числа подстанций и потребителей электрической энергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева С.С. Методы анализа и расчёта замкнутых электрических сетей: учебное пособие /Ананичева С.С., Мызин А.Л. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2008.
- 2 Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах/Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. М.: Эксмо, 2006.
- 3 Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/Герасименко А.А., Федин В.Т. – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Учебник для ВУЗов. –М.: Эксмо, 2005.
- 5 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.
- 6 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем: утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. №281. – М.: Эксмо, 2005.
- 7 Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учеб. пособие. Благовещенск, АмГУ, 2002 г.
- 8 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. Пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА – М, 2006. – 480 с.
- 9 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие/Поспелов Г.Е., Федин В.Т. – Минск: Издательство «Высшая школа», 2008.
- 10 Правила устройства электрических установок (ПУЭ). Издание 7-ое: утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 г. № 204. – М.: Эксмо, 2007.

11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №380 от 23.06.2015 г. «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_183610

12 Рогов Г.А. Методические указания для курсового проектирования. Электрическая часть станций и подстанций. – Вологда: ВоПИ, 2011.

13 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Третье издание, переработанное и дополненное. – М.: Энергоатомиздат, 2010.

14 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98 – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.

15 Савина Н.В. Инновационное развитие электроэнергетики на основе технологий Smart Grid: учебное пособие/сост. Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014.

16 Справочник по проектированию электрических сетей/ Под ред. Д.Л. Файбисовича и др.-3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2008.

17 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012.

18 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС); введ. 2009–13–04. М., 2009. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs>. – 28.05.2016.

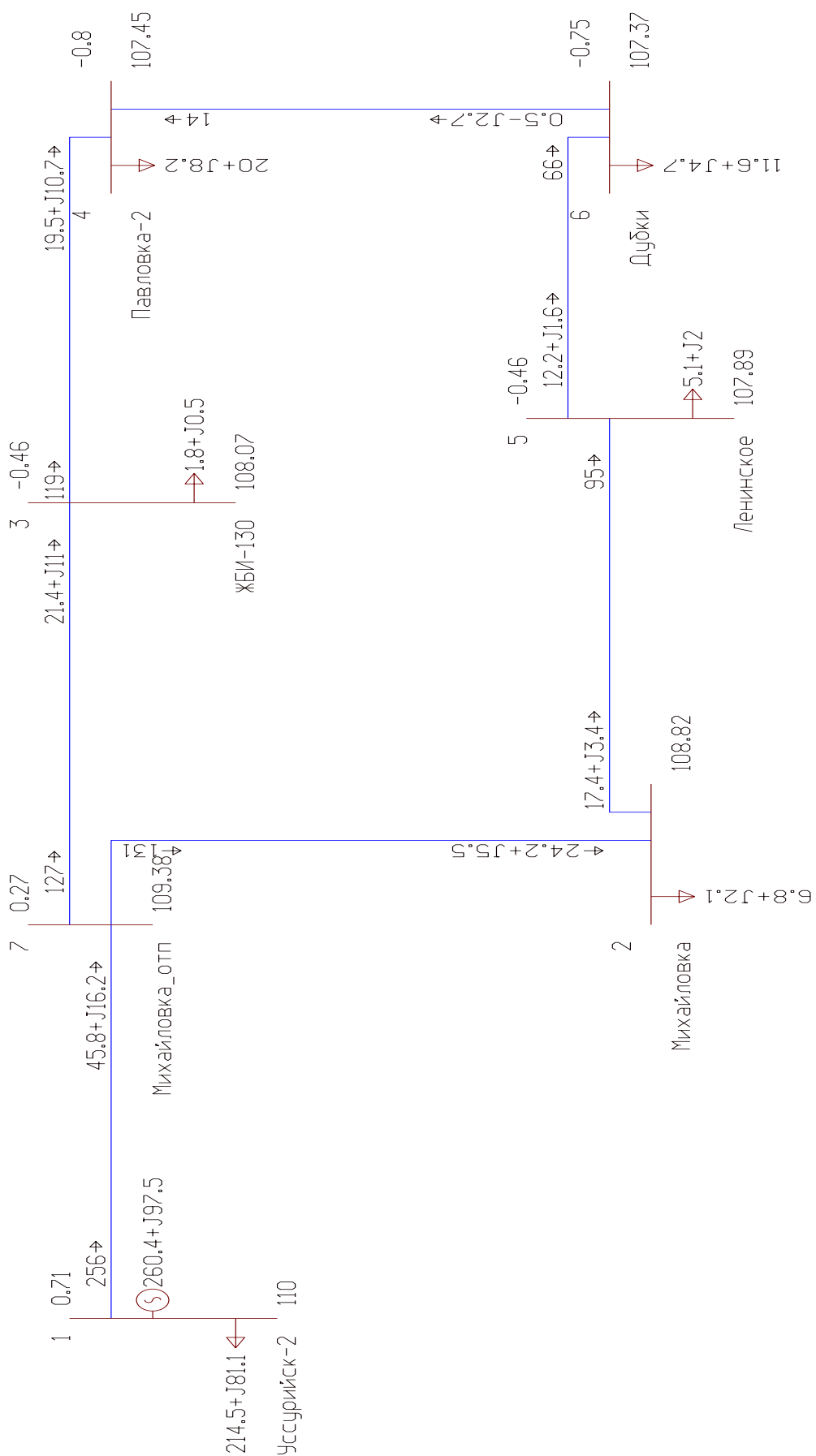
19 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения; введ. 2007–12–20. М., 2007. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs>. – 30.05.2016.

20 Электрическая часть электростанций/Учеб. пособие/ Усов С.В. – М.: Энергоатомиздат, 2012.

21 Электротехнический справочник: В 4 т. Т 3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ под общ. ред. проф. МЭИ Герасимова В.Г. и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2006

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчета нормального режима для проектируемого варианта



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета послеаварийного режима для проектируемого варианта

