

Министерство науки и высшего образования 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) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о.зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 22 » 06 2020г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Хасанского района Приморского края (комплексная выпускная квалификационная работа)

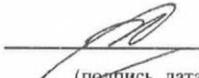
Исполнитель
студент группы 842ом1

 12.06.2020 И.А. Лисогурский
(подпись, дата)

Руководитель
доктор технических
наук, профессор

 15.06.2020 Н.В. Савина
(подпись, дата)

Руководитель
магистерской программы
доктор технических
наук, профессор

 15.06.2020 Н.В. Савина
(подпись, дата)

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 16.06.2020 Н.С. Бодруг
(подпись, дата)

Рецензент

 23.06.2020 У.В. Перова
(подпись, дата)

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 06 » 04 2020

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Лисовского Ивана
Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Касанского
района Приморского края (комплексная выпускная квалификационная работа)
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 15.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схема и программа
развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы; нормативная
схема электрических соединений распределительных сетей 500/220/110/35/10/6/0,4

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке "просов):

оценку электро-решимой ситуации эл. сетей Касанского района; обзор инновационных
технологий, применяемых при развитии эл. сетей; выбор оптимального варианта развития

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, прогрессивных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Математическая дисперсионная
содержит 24 рисунка, 36 формулы, 35 таблиц, 74 источника, 1 приложение.

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

7. Дата выдачи задания 06.04.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., доктор техн. наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 06.04.2020 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 101 с., 24 рисунка, 36 формул, 32 таблицы, 74 источника, 2 приложения.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЯ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ОПТИЧЕСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА

Магистерская диссертация посвящена разработке варианта инновационного развития электрических сетей Хасанского района Приморского края. В магистерской диссертации произведён подробный анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей Хасанского района Приморского края, произведен расчет и анализ режимов существующей сети. Произведен выбор и проектирование оптимального варианта развития электрической сети. Произведена оценка экономической эффективности принятого варианта развития электрических сетей на инновационной платформе.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Нормативные ссылки | 7 |
| Определения, обозначения, сокращения | 8 |
| Введение | 9 |
| 1 Анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей Хасанского района | 11 |
| 1.1 Структурный анализ электрических сетей 35 -110 кВ Хасанского района | 11 |
| 1.1.1 Составление графа электрической сети | 11 |
| 1.1.2 Характеристика источников питания | 13 |
| 1.1.3 Структурный анализ ЛЭП | 13 |
| 1.1.4 Структурный анализ ПС | 14 |
| 1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети | 17 |
| 1.2.1 Моделирование электрической сети | 20 |
| 1.2.2 Расчет и анализ режимов существующей сети | 24 |
| 2 Инновационные технологии, применяемые при развитии электрических сетей и их характеристика | 28 |
| 2.1 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) электрических подстанций | 28 |
| 2.2 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) линий электропередач | 40 |
| 3 Выбор оптимального варианта развития электрических сетей 35-110 кВ Хасанского района | 48 |
| 3.1 Разработка вариантов развития электрической сети Хасанского района и их технический анализ. | 48 |
| 3.2 Выбор объектов электрических сетей в каждом конкурентоспособном варианте их развития | 51 |
| 3.3 Выбор оптимального варианта развития электрической сети | 62 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4 | Проектирование оптимального варианта развития электрической сети на инновационной основе | 63 |
| 4.1 | Расчет токов КЗ | 65 |
| 4.2 | Реконструкция ПС Троица | |
| 4.2.1 | Выбор выключателей | 65 |
| 4.2.2 | Выбор разъединителей | 68 |
| 4.2.3 | Выбор трансформаторов тока | 69 |
| 4.2.4 | Выбор трансформаторов напряжения | 72 |
| 4.2.5 | Выбор ОПН | 73 |
| 4.3 | Реконструкция ПС Краскино | 74 |
| 4.3.1 | Выбор выключателей | 74 |
| 4.3.2 | Выбор разъединителей | 76 |
| 4.3.3 | Выбор трансформаторов тока | 76 |
| 4.3.4 | Выбор трансформаторов напряжения | 78 |
| 4.3.5 | Выбор ОПН | 78 |
| 4.4 | Реконструкция ПС Славянка | 79 |
| 4.4.1 | Выбор выключателей | 79 |
| 4.4.2 | Выбор разъединителей | 82 |
| 4.4.3 | Выбор трансформаторов тока | 82 |
| 4.4.4 | Выбор трансформаторов напряжения | 83 |
| 4.4.5 | Выбор ОПН | 84 |
| 5 | Оценка экономической эффективности принятого варианта развития электрических сетей на инновационной платформе | 85 |
| 5.1 | Капиталовложения | 85 |
| 5.2 | Расчет эксплуатационных издержек | 87 |
| 5.3 | Оценка показателей экономической эффективности и ожидаемых системных эффектов | 88 |
| 5.4 | Показатели инвестиционной привлекательности принятого варианта развития электрических сетей Хасанского района | 91 |

| | |
|--|-----|
| Заключение | 93 |
| Библиографический список | 94 |
| Приложение А Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3 | 100 |
| Приложение Б Оценка экономической эффективности принятого варианта развития электрических сетей на инновационной платформе | 102 |

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей магистерской диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормативные документы:

ГОСТ 2.104-2006 ЕСКД Основные надписи;

ГОСТ 2.105-95 ЕСКД Общие требования к текстовым документам;

ГОСТ 2.106-96 ЕСКД Текстовые документы;

ГОСТ 2.111-2013 ЕСКД Нормоконтроль;

ГОСТ 2.113-75 ЕСКД Групповые конструкторские документы;

ГОСТ 2.306-68 ЕСКД Обозначение графических материалов и правил нанесения их на чертежах;

ГОСТ 2.316-2008 ЕСКД Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц;

ГОСТ 2.605-68 ЕСКД Плакаты учебно-технические. Общие технические требования;

ГОСТ 2.701-2008 ЕСКД Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению;

ГОСТ 2.721-74 ЕСКД Обозначения условно-графические в схемах. Обозначения общего применения;

ГОСТ 3.1103-2011 ЕСКД Основные надписи;

ГОСТ 3.1130-93 ЕСКД Основные требования к формам и бланкам документов;

ГОСТ 3.1105-2011 ЕСТД Правила оформления документов общего назначения.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской работе использованы следующие сокращения:

АВР - автоматический ввод резерва;

ВЛ - воздушная линия;

ЛЭП - линия электропередачи;

РПН - устройство регулирования под нагрузкой;

ПБВ - устройство регулирования без возбуждения;

ПС - подстанция высокого напряжения;

ПВК - программно-вычислительный комплекс;

КРУЭ - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ВОПТ - волоконно-оптический преобразователь тока.

ВВЕДЕНИЕ

Хасанский район административно-территориальная единица и муниципальное образование в южной части Приморского края России, вытянут с севера на юг неширокой полосой вдоль западного побережья Амурского залива и залива Петра Великого. В состав района входят более 20 островов и островков, расположенных недалеко от побережья. Площадь района (включая острова) равняется 4 130 км², что составляет 2,54 % от всей территории края. Районный центр – поселок Славянка.

Питание потребителей Хасанского муниципального района осуществляется по одной двухцепной ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка с отпайками на ПС Барабаш. Расчет послеаварийного режима существующей сети при отключении одной из питающих линий 110 кВ показывает, что нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ приближается к аварийно-допустимой.

Актуальность темы обусловлена строительством и последующим вводом в эксплуатацию следующих объектов: ООО «Морской порт в б. Троица», мощностью 28,7 МВт; АО «Международный морской перегрузочный терминал в п. Славянка», мощностью 22,4 МВт; АО «Хасанкоммунэнерго», мощностью 20 МВт. В связи с ожидаемым увеличением требуемой мощности, остро встает вопрос о необходимости развития электрических сетей данного региона.

Объект исследования – электрические сети 35-110 кВ Хасанского района Приморского края.

Предмет исследования – инновационные технологии, применяемые при проектировании электрических сетей.

Главной целью магистерского исследования является инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Хасанского района Приморского края с использованием технологий, оборудования и материалов на инновационной платформе.

Практическая ценность работы заключается в разработке схемных и технических решений по осуществлению надежного и эффективного электроснабжения вновь вводимых потребителей.

Данная магистерская диссертация является частью комплексной выпускной квалификационной работы.

Задачи, поставленные при выполнении выпускной квалификационной работы, были решены при использовании следующих программ:

1. Microsoft Office Word 2016 – текстовый процессор, позволяющий подготавливать документы различной сложности;
2. Microsoft Office Excel 2016 – табличный процессор, поддерживающий все необходимые функции для создания электронных таблиц любой сложности;
3. Math Type 6.0 – программа, содержащая в себе набор различных математических символов и предназначенная для написания формул автоматизированным способом;
4. RastrWin3 – программный комплекс, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.
5. Mathcad 15 - система алгебры из класса систем автоматизированного проектирования, ориентированная на подготовку интерактивных документов с вычислениями и визуальным сопровождением.

1 АНАЛИЗ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ХАСАНСКОГО РАЙОНА

1.1 Структурный анализ электрических сетей 35 -110 кВ Хасанского района

В данном разделе проведен анализ современного состояния электроэнергетической системы Хасанского района Приморского края.

Общая цель структурного анализа состоит в том, чтобы, исходя из описания элементов системы и непосредственных связей между ними получить заключение о структурных свойствах системы в целом и основных ее подсистем.

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

1.1.1 Составление графа электрической сети

Рассматриваемый район охватывает подстанции и сети напряжением 35 и 110 кВ[2] . Схема электрических соединений рассматриваемого района приведена на листе графической части №1. Граф сети, составленный для проведения структурного анализа, приведен на рисунке 1.

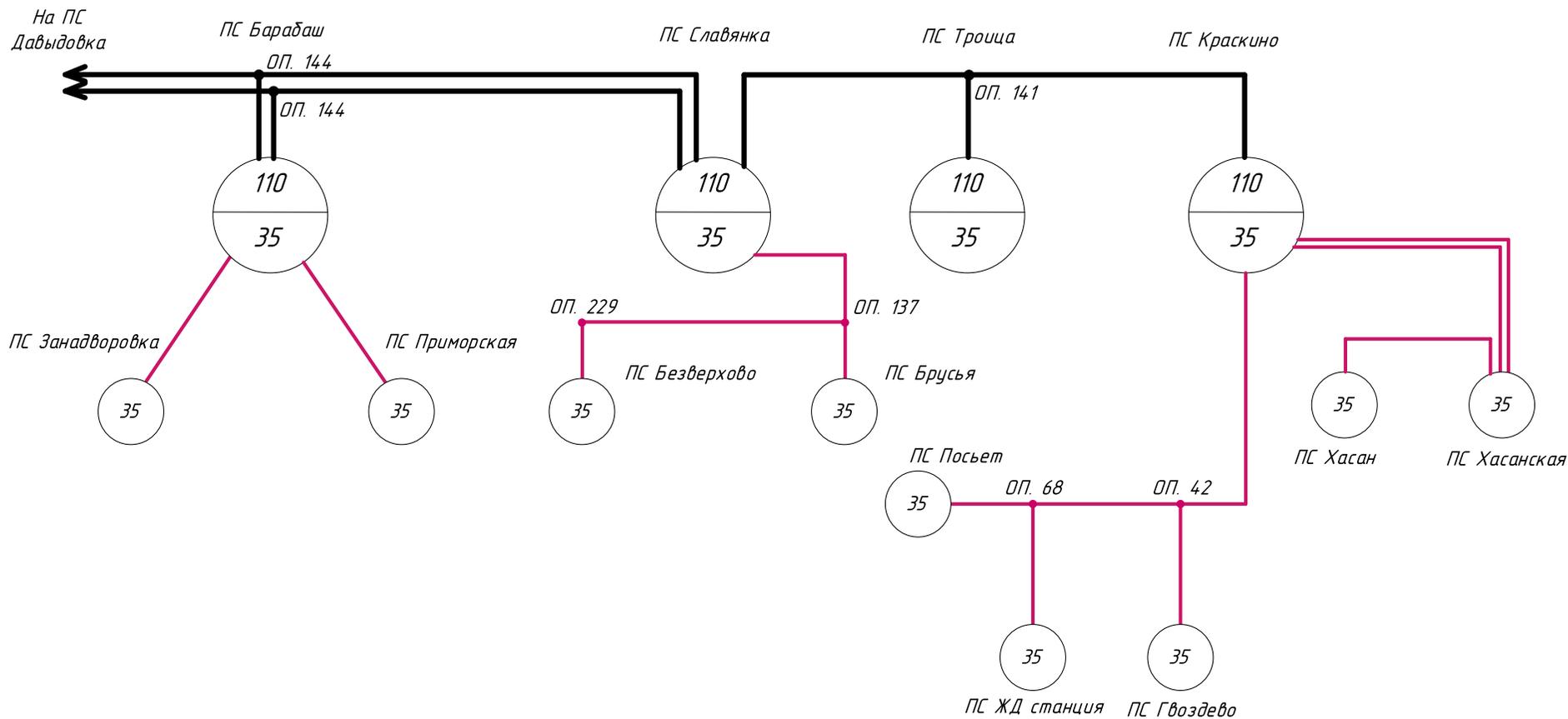


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

1.1.2 Характеристика источников питания

Питание потребителей Хасанского муниципального района осуществляется по одной двухцепной ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка с отпайками на ПС Барабаш [2].

1.1.3 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 1 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

| Напряжение | Наименование | Марка и сечение провода | Длина линии, км |
|------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 110 кВ | Оп. 36 – Оп. 144 | 2*АС-120/19 | 32,308 |
| | Оп. 144 - Барабаш | 2*АС-120/19 | 0,532 |
| | Оп. 144 - Славянка | 2*АС-120/19 | 43,516 |
| | Славянка – Оп. 141 | АС-120/19 | 30,465 |
| | Оп. 141 - Троица | АС-120/19 | 8,888 |
| | Оп. 141 - Краскино | АС-120/19 | 23,229 |
| 35 кВ | Барабаш – Приморская | АС-95/16 | 15,507 |
| | Барабаш – Занадворовка | АС-95/16 | 17,407 |
| | Славянка – Оп. 137 | АС-120/19 | 15,14 |
| | Оп. 137 – Брусья | АС-120/19 | 0,02 |
| | Оп. 137 – Оп. 229 | АС-120/19 | 10,02 |
| | Оп. 229 – Безверхово | АС-50/11 | 2,78 |
| | Краскино – Оп. 42 | АС-120/19 | 9,174 |
| | Оп. 42 – Оп. 68 | АС-120/19 | 6,899 |
| | Оп. 68 – ЖД станция | АС-50/11 | 0,05 |
| | Оп. 68 – Посьет | АС-120/19 | 0,917 |

Продолжение таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------|-------------------------|-------------|-------|
| 35 кВ | Краскино – Хасанская | 2*АС-120/19 | 6,643 |
| | Хасанская – Хасан | АС-120/19 | 38,00 |

Таблица 2 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

| U _{НОМ} , кВ | Суммарная протяженность, км |
|-----------------------|-----------------------------|
| 110 | 138,938 |
| 35 | 122,557 |

Таблица 3 – Интервальная оценка сечений

| U _{НОМ} , кВ | Сечение | Суммарная протяженность, км |
|-----------------------|-----------|--------------------------------|
| 110 | АС-120/19 | 215,294 |
| 35 | АС-120/19 | 93,456 |
| | АС-95/19 | 32,914 |
| | АС-50/19 | 2,83 |

1.1.4 Структурный анализ подстанций

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов.

Таблица 4 – Классификация ПС по способу присоединения к сети и схемам РУ

| Наименование ПС | Способ присоединения ПС к сети | Схема РУ ВН |
|-----------------|--------------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Барабаш | Ответвительная | 110-4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий |

Продолжение таблицы 4

| 1 | 2 | 3 |
|--------------|----------------|--|
| Приморская | Тупиковая | 35-3Н - Два блока с выключателями |
| Занадворовка | Тупиковая | 35-1 - Два блока с разъединителями |
| Славянка | Узловая | 110-5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов |
| Брусья | Ответвительная | 35-3Н – Блок с выключателем |
| Безверхово | Тупиковая | 35-3Н – Блок с выключателем |
| Троица | Ответвительная | 110-3Н - Два блока с выключателями |
| Краскино | Узловая | 110-5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов |

| | | |
|------------|----------------|-----------------------------------|
| Гвоздево | Ответвительная | 35-3Н – Блок с выключателем |
| ЖД станция | Ответвительная | 35-3Н – Блок с выключателем |
| Посъет | Тупиковая | 35-3Н - Два блока с выключателями |
| Хасан | Тупиковая | 35-3Н - Два блока с выключателями |
| Хасанская | Проходная | 35-3Н – Блок с выключателем |

Таблица 5 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

| Наименование ПС | Количество и марки трансформаторов |
|-----------------|--|
| 1 | 2 |
| Барабаш | 2 x ТМТН-6300/110 |
| Приморская | 1 x ТМН(ТМ)-1600/35 1 x ТМН(ТМ)-4000/35 |
| Занадворовка | 2 x ТМН(ТМ)-1000/35 |
| Славянка | 2 x ТДТН-16000/110 |
| Брусья | 1 x ТМН(ТМ)-630/35 |
| Безверхово | 1 x ТМН(ТМ)-4000/35 |
| Троица | 2 x ТМТН-6300/110 |
| Краскино | 2 x ТДТН-10000/110 |
| Гвоздево | 1 x ТМН(ТМ)-1600/35 |
| ЖД станция | 1 x ТМ-100/35 |
| Посъет | 2 x ТМН(ТМ)-4000/35 |
| Хасан | 2 x ТМН(ТМ)-2500/35 |
| Хасанская | 1 x ТМН(ТМ)-2500/35 |

Рассматриваемый участок электрической сети имеет структуру без замкнутых контуров со слабыми связями. В рассмотренном участке сети 4 подстанции 110 кВ и 9 подстанций 35 кВ. Всего рассмотрено 13 подстанций. Из них 5 ответвительных, 5 тупиковых, 1 проходная и 2 узловых. По количеству трансформаторов: 8 двухтрансформаторные подстанции, 5 с одним установленным трансформатором.

Большинство ЛЭП являются одноцепными. По суммарной протяженности незначительно преобладают линии 110 кВ, выполненные сечением АС-120.

1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Для расчёта режимов существующей сети использовался ПВК «RastrWin». Программный комплекс RastrWin3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. В России основными пользователями RastrWin3 являются Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК), МРСК, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

С помощью данной программы можно производить:

- расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- проверка исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;
- эквивалентирование электрических сетей;
- оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН

- расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,047, согласно СиПР Приморского края 2018-2022 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Краскино.

$$P_{\text{Краскино}}^{\text{прог}} = 1,6 \cdot (1 + 0,047)^5 = 2,013 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{Краскино}}^{\text{прог}} = 0,9 \cdot (1 + 0,047)^5 = 1,132 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети. Результаты расчетов приведены в приложении А.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов [4].

1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Для более точного расчёт необходимо произвести пересчёт активного сопротивления ЛЭП для зимнего режима. Средняя температура для января 2019 года составила – 12,6 °С, а для июля 2019 года 21,4 °С [1].

Сопротивление линии уточняется по выражению:

$$r_{0,t} = r_0 \cdot [1 + \alpha_T(t - 20)]; \quad (2)$$

где r_0 – удельно сопротивление провода при температуре 20 °С, Ом/км;

α_T – температурный коэффициент, 1/°С, равный 0,004 для

сталеалюминевых проводов;

t – температура провода, °С

Пример пересчёта удельного активного сопротивления для провода АС-240.

$$r_{0,t} = 0,12 \cdot [1 + 0,004(-12,6 - 20)] = 0,104 \text{ Ом/км.}$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Удельное активное сопротивление

| Марка и сечение провода | r_0 , Ом/км | $r_{0,t}$, Ом/км |
|----------------------------|---------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| АС-95 | 0,306 | 0,255 |
| АС-120 | 0,249 | 0,209 |
| АС-150 | 0,198 | 0,166 |

| 1 | 2 | 3 |
|--------|-------|-------|
| АС-185 | 0,162 | 0,136 |
| АС-240 | 0,12 | 0,104 |
| АС-300 | 0,106 | 0,089 |
| АС-400 | 0,075 | 0,063 |

Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Токовая нагрузка ЛЭП

| Название | I_{\max} , А | $I_{\text{доп}}$, А | $I_{\max}/I_{\text{доп}}$, % |
|----------------------------------|----------------|----------------------|-------------------------------|
| Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ | 120,85 | 390 | 30,99 |
| Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 110 кВ | 120,85 | 390 | 30,99 |
| Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ | 102,44 | 390 | 26,27 |
| Оп. 144 110 кВ - Славянка 110 кВ | 102,36 | 390 | 26,25 |
| Славянка 110 кВ - Оп. 141 110 кВ | 80,47 | 390 | 20,63 |
| Краскино 35 кВ - Оп. 42 35 кВ | 53,78 | 390 | 13,79 |
| Оп. 141 110 кВ - Краскино 110 кВ | 43,27 | 390 | 11,09 |
| Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ | 40,69 | 390 | 10,43 |
| Оп. 68 35 кВ - Посъет 35 кВ | 39,13 | 390 | 10,03 |
| Оп. 141 110 кВ - Троица 110 кВ | 35,12 | 390 | 9,00 |
| Оп. 229 35 кВ - Безверхово 35 кВ | 17,66 | 210 | 8,41 |
| Барабаш 35 кВ - Приморская 35 кВ | 25,38 | 330 | 7,69 |
| Славянка 35 кВ - Оп. 137 35 кВ | 25,44 | 390 | 6,52 |
| Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 35 кВ | 17,66 | 390 | 4,53 |
| Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ | 15,75 | 390 | 4,04 |
| Оп. 144 110 кВ - Барабаш 110 кВ | 15,67 | 390 | 4,02 |
| Барабаш 35 кВ - Задворовка 35 кВ | 13,66 | 390 | 3,50 |
| Хасанская 35 кВ - Хасан 35 кВ | 8,55 | 390 | 2,19 |
| Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ | 8,55 | 390 | 2,19 |
| Оп. 137 35 кВ - Брусья 35 кВ | 7,87 | 390 | 2,02 |
| Краскино 35 кВ - Хасанская 35 кВ | 3,53 | 390 | 0,90 |
| Оп. 68 35 кВ - ЖД станция 35 кВ | 1,59 | 210 | 0,76 |

1.2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

Схема нормального режима приведена на рисунке 2.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$.

Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70\%$ ЛЭП на рассматриваемом участке загружены не оптимально.

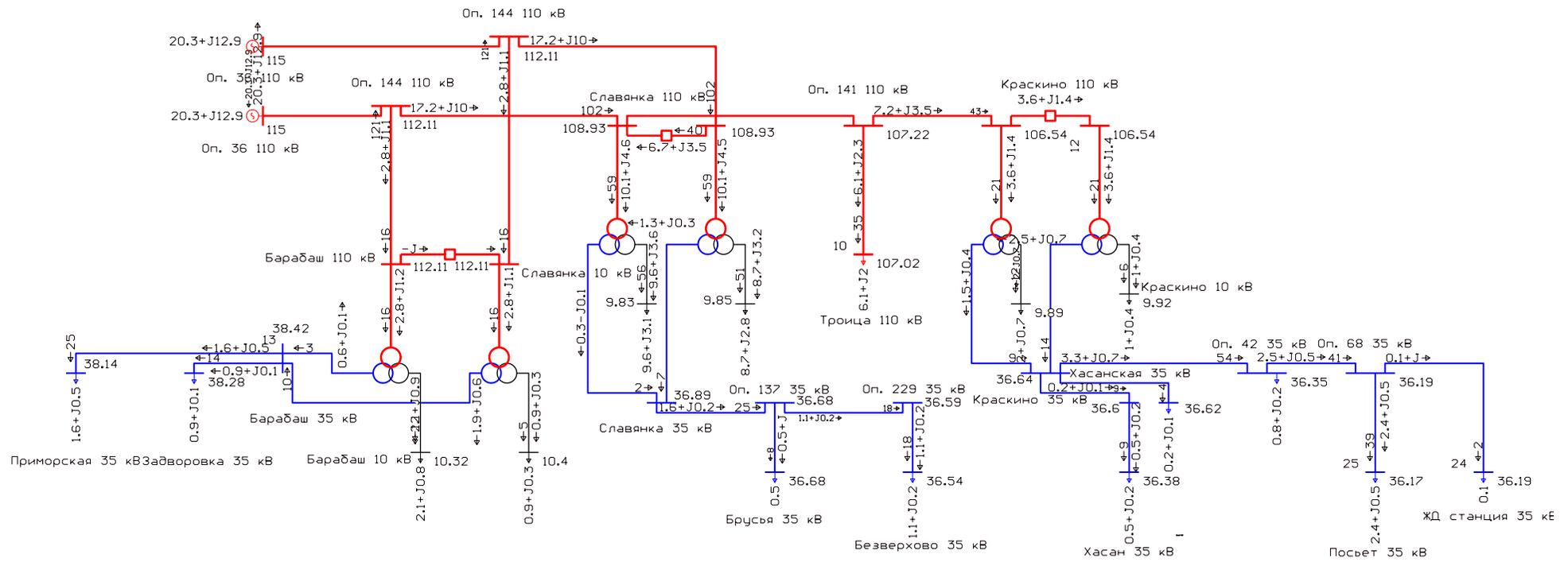


Рисунок 2 – Схема нормального режима

Для проверки соответствия схемы сети требованиям надежности электро-снабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, авто-трансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях.

Схема послеаварийного режима сети показана на рисунке 3.

2 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

Развитие электросетевого комплекса энергосистем в современных условиях тесно связано с применением новых технологий, использованием более эффективного оборудования и материалов.

2.1 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) электрических подстанций

Ключевым компонентом интеллектуальной сети Smart Grid является цифровая подстанция.

Цифровая подстанция — это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (ССПИ, АИИС КУЭ, РЗ, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами подстанции, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой подстанции осуществляются в цифровом виде на основе протоколов стандартов IEC 61850, 61968/61970. Первичное силовое оборудование подстанции и компоненты информационно-технологических и управляющих систем ориентированы на поддержку цифрового обмена данными [25,36].

Цифровая подстанция позволяет:

- автоматизировать работу подстанции, а также процесс управления;
- организовать цифровые вторичные цепи при использовании традиционных электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения, а так же комбинаций из традиционных и электронных измерительных трансформаторов;
- организовать резервирование при подключении к технологической шине;
- упростить кабельные системы на подстанции, сократить количество единиц оборудования на подстанции;

- сократить трудоемкие и нетехнологичные виды монтажных и пуско-наладочных работ, связанные с прокладкой и тестированием вторичных цепей;
- обеспечить всестороннее тестирование системы за счет возможностей по созданию различных поведенческих сценариев и их моделирования в цифровом виде;
- сократить расходы на обслуживание оборудования, перейти на работу без обслуживающего персонала и событийный метод обслуживания оборудования за счет абсолютной наблюдаемости технологических процессов [35].

Современные электронно-оптические трансформаторы тока и напряжения обеспечивают [26,30]:

- Высокую пожаро- и взрывобезопасность;
- Высокую сейсмостойкость (9 баллов по MSK-64);
- Оптические методы измерения параметров тока и напряжения;
- Полную гальваническую развязку, соответствие современным требованиям по ЭМС;
- Цифровую обработку сигналов и современные интерфейсы (соответствие стандарту IEC61850);
- Повышение безопасности эксплуатации для обслуживающего персонала;
- Повышение эксплуатационной безопасности вторичного оборудования за счет отсутствия возникновения высоких потенциалов при размыкании вторичных цепей;
- Снижение затрат на текущую эксплуатацию, отсутствие рисков возникновения перерывов электроснабжения потребителей;
- Высокую точность измерений (внесены в Госреестр средств измерений) [28,29].



Рисунок 4 - Электронно-оптические трансформаторы

Принцип измерения тока основан на эффекте Фарадея. Две световые волны с ортогональными циркулярными поляризациями вводятся в многовитковый контур из специального оптического волокна, внутри контура находится проводник с током. Если тока в проводнике нет, световые волны распространяются по волоконному контуру с одинаковой скоростью и на выход контура приходят одновременно. При наличии в проводнике электрического тока - оптическое волокно оказывается в магнитном поле протекающего тока. При этом оптические свойства волокна изменяются, и скорость распространения световых волн по контуру становится разной, между волнами на выходе из контура возникает относительный фазовый сдвиг. Таким образом, задача измерения тока волоконно-оптическим методом сводится к точному измерению относительного фазового сдвига между световыми волнами в волоконном чувствительном контуре, находящемся в продольном магнитном поле электрического тока [27].

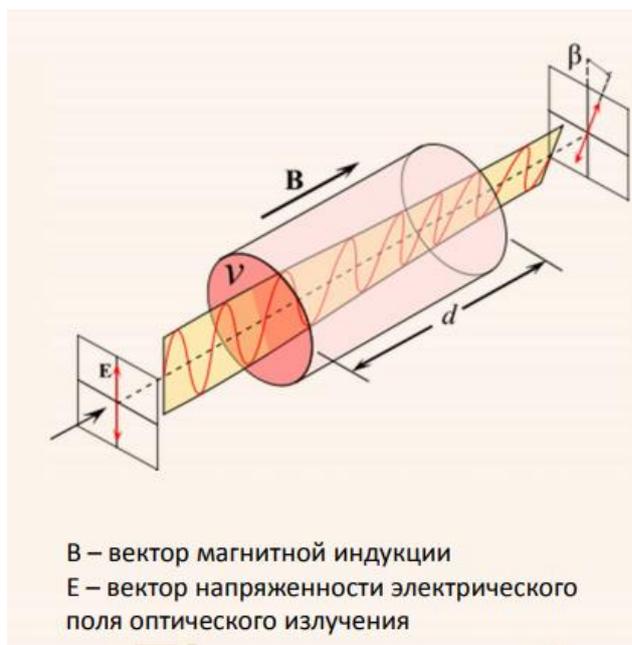


Рисунок 5 – Эффект Фарадея

Современный волоконно-оптический преобразователь тока (ВОПТ) состоит из трех основных частей: чувствительного волоконного элемента, устанавливаемого на токовой шине, соединительной оптической линии и электронно-оптического блока [31].

Электронно-оптический блок измеряет фазовый набег, преобразует его в величину тока, и выдает измеренное мгновенное значение тока на выходные интерфейсы ВОПТ [32].

Чувствительный элемент – важнейший компонент высокоточного ВОПТ. Чувствительные элементы имеют две базовые модификации: «жесткая петля» и «гибкая петля». Чувствительный элемент типа жесткой петли устанавливается на высоковольтной изоляционной колонне. Данный элемент предназначен для применения в высоковольтной энергетике ($> 10\text{kV}$) и его включение требует разрыва силовой линии [51]. Чувствительный волоконный контур при этом размещается в жестком кожухе, залитом силиконовым компаундом. В одном кожухе размещается один волоконный контур для целей коммерческого учета и два независимых защитных контура. Такое решение значительно повышает

надежность передачи данных устройствам защиты и автоматики. Высоковольтные чувствительные элементы на рабочие напряжения 110 кВ и 220 кВ прошли полный цикл испытаний на электрическую прочность [52].

Гибкая петля представляет собой волоконно-оптический кабель, внутри которого находится магнито-чувствительное волокно. Основная область применения гибкой петли электрические линии на токи более 2 кА и напряжением до 10 кВ. Применение данного типа чувствительного элемента не требуется разрывать электрическую линию. Кабель с чувствительным волокном просто обматывается вокруг токовой шины. Количество витков определяется величиной электрического тока [54].

Чувствительный элемент ВОПТ при работе испытывает значительные воздействия внешней среды, в частности рабочий диапазон температур может составлять минус 60°C...+60°C. Обеспечение класса точности ВОПТ 0.2S в таких жестких условиях требует от чувствительного световода хороших температурных свойств по чувствительности к измеряемому току [33,34].

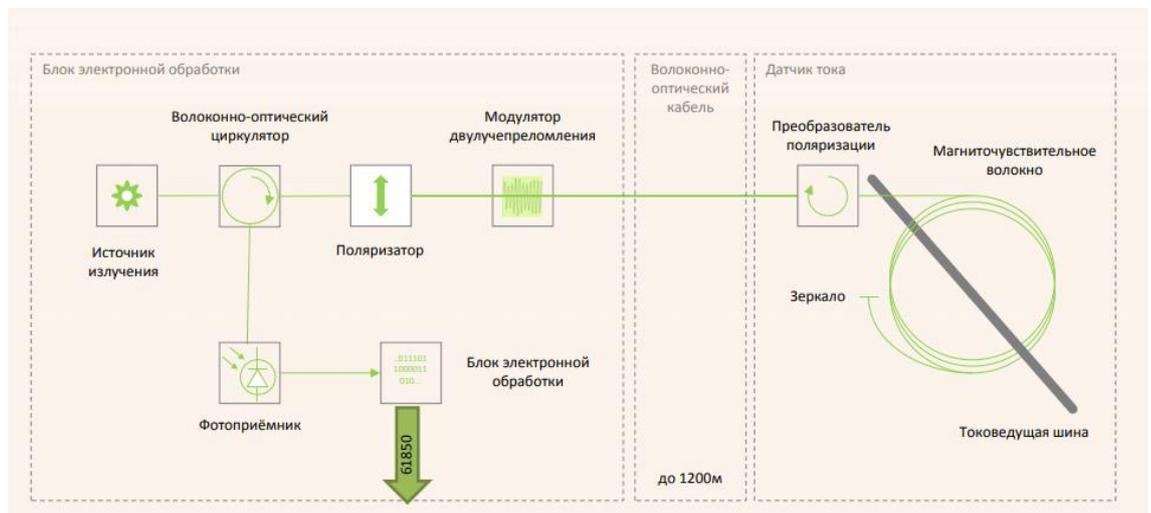


Рисунок 6 - Структурная схема оптического трансформатора тока



Рисунок 7 - Трансформатор тока электронный оптический

Для контроля состояния ВОПТ в электронно-оптическом блоке предусмотрена самодиагностика. В реальном времени обеспечивается контроль всех основных узлов оптической и электронной частей ВОПТ. Обобщенный результат диагностики выводится на индикаторные лампочки на передней панели. Выявить конкретную область неисправности можно с помощью дисплея ВОПТ и при подключении внешнего компьютера [43].

Основным выходным интерфейсом ВОПТ является цифровой выход передачи данных по протоколу МЭК 61850-9-2LE. Для оперативного контроля метрологических характеристик в приборе также предусмотрен выход на аналоговый измерительный усилитель 1 А [49].

Цифровой интерфейс ВОПТ выполнен в соответствии с требованиями серии стандартов МЭК 61850. Устройство оснащается дублированным сетевым интерфейсом (100Base-TX/FX). При этом стоит отметить следующие основные характеристики цифрового интерфейса:

- обеспечивается возможность формирования информационных потоков согласно протоколу МЭК 61850-9-2LE, передающих информацию об измеренном сигнале с частотами дискретизации 80 (для целей РЗА и учета электроэнергии) и 256 точек/период (для целей контроля качества электроэнергии) [46];

- обеспечивается возможность интеграции устройства в систему АСУ ТП энергообъекта согласно протоколу MMS (МЭК 61850-8-1);
- обеспечивается синхронизация устройства с системой обеспечения единого времени либо посредством внешнего секундного импульса 1PPS, либо согласно протоколу PTP (IEEE 1588), либо согласно протоколу SNTP;
- реализована поддержка протокола резервирования PRP (Parallel Redundancy Protocol).

Для настройки цифрового интерфейса по условиям стандарта МЭК 61850 разработано специальное программное обеспечение, предоставляющее пользователю возможность производить настройку устройства используя интуитивно-понятный визуальный интерфейс, а также возможность работы с файлами на основе языка SCL – ICD и CID (МЭК 61850-6) [37].

Оптические трансформаторы тока свободны от многих недостатков, свойственных традиционным электромагнитным трансформаторам тока. Прежде всего это касается электро- и пожаробезопасности, экологичности, удобства монтажа и простоте обслуживания, отсутствия эффектов насыщения и гистерезиса при коротких замыканиях на линиях электропередачи и в электрооборудовании. Кроме того, ВОПТ позволяет измерять параметры электрического тока без дополнительного потребления энергии из линии, в то время как измерение тока с помощью традиционных трансформаторов приводит к отбору электрической энергии. Например, классические трансформаторы тока и напряжения за счет нагрузки вторичных цепей, создаваемой РЗ, ПА и т. д., потребляли из первичной сети от 500 до 1 800 ВА на фазу. Современные электронные трехфазные ТТ и ТН даже с учетом резервирования потребляют не более 200 ВА, многофункциональные терминалы РЗ — примерно столько же. Таким образом, в грубом приближении можно сказать, что технологические потери электроэнергии, вызванные работой систем учета, защиты и противоаварийной автоматики снизятся в 2–5 раз при переходе на цифровые технологии. Отметим также, что ключевой особенностью ВОПТ является представление исходной информации об измеренном токе в цифровом виде. Этот факт позволяет без дополнительных

преобразований собирать, обрабатывать, хранить и передавать информацию на любые расстояния в реальном времени [32].

Не менее важной особенностью волоконно-оптического преобразователя электрического тока является крайне высокая степень помехозащищенности его чувствительного элемента. Замкнутый (пространственно) волоконный контур, который и является чувствительным элементом ВОПТ, чувствует только электрический ток в шине, которая охвачена этим контуром. Магнитное поле электрического тока в соседних шинах, расположенных вне контура, никак не влияет на точность измерений. Кроме того, точность измерений тока никак не зависит от пространственного расположения токовой шины внутри волоконного контура и формы самого контура. ВОПТ одинаково применим как для измерения переменного тока, так и для измерения постоянного тока. Отмеченные особенности крайне важны на объектах, работа которых требует контроля и управления технологическими процессами с протеканием значительных квазипостоянных электрических токов (величиной до нескольких сотен килоампер). Такая ситуация имеет место, в частности, на предприятиях цветной металлургии.

Измерительные трансформаторы напряжения.

Оптический трансформатор напряжения (ОТН) является уникальной разработкой. Он предназначен для точного измерения значения высокого напряжения частотой 50 Гц в электрических сетях и электроустановках. ОТН обеспечивает подключение к системе SmartGrid, к измерительным и защитным системам. Принцип работы оптического измерительного трансформатора напряжения основан на линейном электрооптическом эффекте Поггеля. ОТН измеряет изменение эллиптичности поляризации оптического сигнала в чувствительном элементе измерительной колонны под действием электрического поля, которое создается напряжением, подаваемым на высоковольтный вывод [42].



Рисунок 8 – Принцип действия ОТН

Прибор состоит из двух частей: измерительной колонны и электронно-оптического блока обработки. Генерация и получение оптического сигнала осуществляется в электронно-оптическом блоке. Он же обрабатывает полученный от чувствительного элемента сигнал, преобразует его, и передает измеренное значение напряжения в цифровом виде остальному вторичному оборудованию: счётчикам коммерческого учёта, приборам телеметрии, контроля качества электроэнергии, релейной защите и автоматике. Передача измеренных значений осуществляется по цифровому интерфейсу в стандарте IEC \ МЭК61850-9-2LE. Использование цифрового канала позволяет оперативно получать и обрабатывать информацию, что является необходимым условием для перехода к цифровым подстанциям нового поколения и «умным энергетическим сетям» Smart Grid [42].

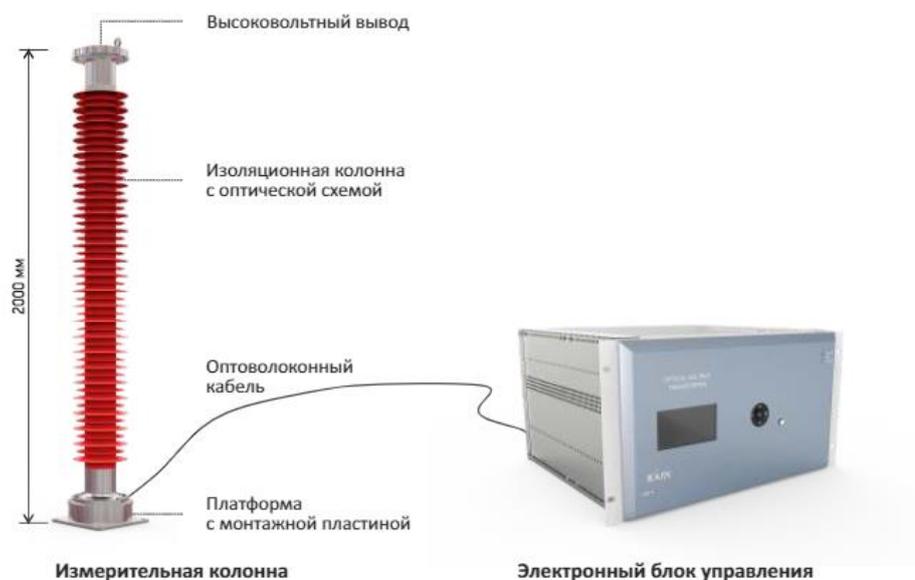


Рисунок 9 – Конструктивное исполнение ОТН

Колонна ОТН выполнена в виде полимерного изолятора, сделанного из стеклопластика и покрытого силиконовой резиной. Колонна крепится на стальную подставку - основание, обработанную антикоррозионным покрытием. Сам корпус колонны не подвержен коррозии. Внутри корпуса находится оптический сенсор. Весь внутренний свободный объем колонны заполнен диэлектрическим компаундом, который соответствует всем требованиям к изоляции данного типа оборудования. Благодаря таким особенностям конструкции, колонна не требует обслуживания. Измерительная колонна подключается к высоковольтной линии электропередач, одна колонна рассчитана на подключение к одной фазе линии электропередач. От каждой колонны идет оптоволоконный кабель к электронно-оптическому блоку [26].

В электронно-оптическом блоке происходит обработка и анализ информации поступающей из датчиков, получение внешнего сигнала синхронизации (1PPS или 1588), выдача цифрового сигнала по 3-м фазам напряжения на цифровой интерфейс IEC61850-9-2 LE по оптическому кабелю, подключаемому в разъем типа ST. Sample Values и прочая информация, передаваемая по цифровому интерфейсу, соответствуют стандартам IEC61850-9-2 LE и 61869. Электронно-оптический блок обработки состоит из электронно-оптической схемы

преобразования, цифровой системы обработки и анализа информации, системы формирования цифровых данных в формате IEC61850-9-2 LE, системы формирования аналоговых выходных данных $1\text{В}/\sqrt{3} \ 0.1\text{А}$. Электронно-оптический блок поддерживает возможность подключения как к цифровым, так и к аналоговым системам [38].

Оптический измерительный трансформатор напряжения применяется в качестве источника данных о напряжении для систем релейной защиты, АСУ ТП, учета электрической энергии, контроля качества электроэнергии на следующих объектах вышеуказанных областей

- Электрические станции;
- Электрические распределительные подстанции 35-220 кВ;
- Высоковольтные линии электропередач.

Преимущества:

- Измерительная колонна не требует подключения питания;
- Полная гальваническая изоляция, отсутствие медных вторичных цепей, феррорезонансов; наводок и помех во вторичных цепях, так как передача сигнала между измерительной колонной и электронным блоком идет по оптическому волокну;

- По сравнению с текущими трансформаторами, которые заполнены маслом или газом и весят 1,5 тонны, ОТН в десятки раз меньше и не заполнен ни маслом, ни газом.

- Цифровой унифицированный сигнал;
- Возможность подключения неограниченного количества потребителей измерительной информации.

- Меньшие габариты и масса – меньшие стоимости транспортных расходов и монтажа;

- Не требуется постоянный мониторинг и техническое обслуживание колонны.

- Не требуется утилизация отработанного масла, исключены утечки.
- Высокая взрывозащищенность и пожаробезопасность.

- Уникальная разработка в своем классе, опережение конкурентов на несколько лет.

Таким образом, можно сделать вывод, что электронно-оптические трансформаторы тока и напряжения - необходимы новые решения и новые классы изделий для инновационного развития электроэнергетических систем [42].

Применение КРУЭ при проектировании распределительных устройств.

КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока. Применение КРУЭ позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые РУ, а также обеспечивает возможность более легкого расширения распределительного устройства по сравнению с традиционными исполнениями [53].

Основными преимуществами КРУЭ:

- многофункциональность - в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземляющими разъединителями, трансформаторы тока, что снижает размеры и увеличивает надежность РУ;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- надежность и стойкость к воздействию внешней среды, в тч сейсмически активных районов и зон с повышенной загрязненностью;
- отсутствие электрических и магнитных полей;
- безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа;
- низкие эксплуатационные расходы;
- разнообразие компоновочных решений [55].

Ячейки КРУЭ выполняются в 3-фазном исполнении и состоят из отдельных элементов, заключенных в герметичную металлическую оболочку цилиндрической или шаровой формы, заполненной элегазом или смесью азота с элегазом. Соединение оболочек элементов обеспечивают фланцы и патрубки, контакты и уплотнения [57].

Ячейки КРУЭ, отдельные модули и элементы допускают возможность компоновки распределительных устройств 110-220 кВ по любым схемам. В зависимости от применяемой схемы распределительное устройство может состоять из 1 и более ячеек. По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения и секционные, с 1 или 2 системами сборных шин.

В шкафах размещена аппаратура цепей сигнализации, блокировки, дистанционного электрического управления, контроля давления элегаза и подачи его в ячейку, питания приводов сжатым воздухом [56].

Ячейки на номинальное напряжение 110-220 кВ имеют 3-полюсное или пополюсное управление, а ячейки на 500 кВ - только пополюсное управление.

Высокая безопасность для обслуживающего персонала обеспечивается полной герметизацией КРУЭ [58].



Рисунок 10 – Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

2.2 Инновационные технологии, оборудование и материалы, применяемые при проектировании (реконструкции) линий электропередач

Технология сверхпроводимости

Сверхпроводимость — это свойство некоторых материалов обладать строго нулевым электрическим сопротивлением при достижении ими температуры ниже определённого значения (критическая температура). Одним из перспективных направлений применения сверхпроводимости является создание

сверхпроводящих ЛЭП [65]. Появление на рынке высокотемпературных сверхпроводящих (ВТСП) материалов с высокими токонесущими характеристиками создало принципиально новые возможности для практического использования этого явления. Различают низкотемпературные (НТСП) и высокотемпературные (ВТСП) сверхпроводники. Для первых характерен диапазон температур 1-10К, для вторых 30-100К [59].



Рисунок 11 – Конструкция высокотемпературного сверхпроводящего силового кабеля

Эффективность применения ВТСП кабелей в современной энергетике определяется следующими факторами [60]:

- возможность двух-трехкратного снижения потерь энергии на единицу длины кабельной трассы и повышение за счет этого передаваемой удельной мощности до нескольких ГВт;
- уменьшение в 2-3 раза массогабаритных показателей и соответственно материалоемкости и затрат на изготовление;
- увеличение эффективности использования электроэнергии на 5-7%;
- уменьшение выброса парниковых газов более чем на 10% и снижение общей нагрузки на окружающую среду;
- снижение стоимости сверхпроводниковых материалов в 7-8 раз и тенденция к дальнейшему снижению;

- упрощение системы охлаждения за счёт применения жидкого азота в качестве хладагента [61,62].

Принципиальным недостатком сверхпроводников является существенное уменьшение теплопроводности вещества при переходе из обычного состояния в сверхпроводящее [63].

Производство ВТСП-кабеля является сложной научно-технической задачей, и на нынешнем этапе развития технологий возможен выпуск таких кабелей длиной в несколько десятков километров, что, безусловно, ограничивает области их применения, по сравнению с ЛЭП, которые протяженность которых исчисляется сотнями километров. Но на небольших расстояниях строительство ВТСП кабельных трасс уже сегодня экономически целесообразно, например, при создании кольцевых схем, энергомагистралей и линий передачи энергии от электростанций к близлежащим промышленным объектам, а в городах-миллионниках прокладка ВТСП-кабелей предоставит возможность гибкой планировки застройки благодаря обеспечению простого наращивания мощностей по мере роста муниципального энергохозяйства при одновременном повышении надежности энергоснабжения [64,66].

Согласно утвержденному в 2016 году Министром энергетики Российской Федерации А. Новаком прогнозу научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года (Прогноз НТР), создание электросетевого оборудования на базе недорогих высокотемпературных сверхпроводниковых материалов является одним из приоритетных направлений развития электроэнергетики [17].

В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков экспериментальных кабельных линий, созданных с целью изучения возможности передачи электроэнергии с использованием эффекта сверхпроводимости протяженностью не более 1 км. Разработки ВТСП кабельных линий протяженностью в несколько километров ведутся в России, Японии, Республике Корея, ЕС и США.

Композитный алюминиевый провод

АССС — это технология, использующая композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий.

В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями. Верхние повивы –проволоки трапециевидного сечения из отожженного алюминия.



Рисунок 12 – Конструкция алюминиевого провода с композитным сердечником

АССС способен выдерживать очень высокие температуры. Может быть реализован в нескольких вариантах: с рабочей температурой на поверхности сердечника 120°C, 180°C, в некоторых случаях –до 190°C. Провод с сердечником из композита обладает более низким коэффициентом линейного удлинения, и поэтому он менее подвержен тепловому расширению, чем проводник со стальным сердечником. (Коэффициент удельного теплового расширения композитного сердечника в 10 раз ниже, чем у стали.) Заменяя провод со стальным сердечником на провод с композитными материалами, можно увеличить пропускную способность линий. Таким образом, провода АССС сочетают в себе технологию применения высокотемпературного алюминия с увеличенной площадью поперечного сечения металла [68].

Композитный сердечник:

- повышает прочность провода, т.к. легче и прочнее стали;
- уменьшает провисание провода;

- повышает проводимость провода, т.к. позволяет использовать на 28% больше алюминия, чем в проводах АС при равной массе.

Трапециевидные проволоки увеличивают плотность алюминиевого проводника и эффективное сечение, что, в свою очередь, увеличивает проводимость провода.

Выгоды использования при строительстве:

- снижение стоимости проекта реконструкции ВЛ при сохранении слабых опор за счет уменьшения тяжений;
- снижение стоимости проекта на новых ВЛ за счет уменьшения количества опор (при увеличении пролетов между опорами) или применения опор меньшей высоты при заданном габарите;
- экономия на станциях плавки гололода;
- возможность выбора двух вариантов рабочих температур сердечника.

Выгоды при эксплуатации:

- повышенная проводимость материала позволяет сократить потери линии связанные с ней выбросы в атмосферу на 20-30%, что дает возможность увеличить передаваемую мощность при меньших затратах на производство энергии и меньшем воздействии на экологию;
- в проводах АССС используется композитный сердечник, который обеспечивает более высокую прочность провода по сравнению с другими проводами и меньшие стрелы провеса, что позволяет увеличивать длины пролетов линии;
- компактная структура, гладкая поверхность провода и эластичность сердечника позволяют снизить нагрузку на опоры при обледенении и ветровых нагрузках по сравнению со сталеалюминиевыми проводами;
- стойкость к воздействию среды –отсутствие коррозии или возникновения электролиза между алюминиевыми проволоками и сердечником.

Экономический эффект повышения пропускной способности ВЛ за счет передачи дополнительной электроэнергии по сравнению с типовыми решениями достигается следующими преимуществами провода:

- снижение электрических и тепловых потерь;
- за счет минимальной стрелы провеса минимизируется отчуждение земли, что позволяет избежать вырубки лесов при прохождении ВЛ в курортных или заповедных зонах;
- повышение надежности ВЛ и, как следствие, сокращение затрат на обслуживание линии и увеличение срока ее эксплуатации;
- повышение устойчивости энергосистемы за счет использования высокотемпературного режима при выходе из строя параллельной ВЛ.

Провод AERO-Z для высоковольтных линий электропередачи

К основным преимуществам Aero-Z можно отнести [67]:

- возможность использования проводов с большими сечениями при том же удельном весе приводит к решению проблемы перегрузок ВЛ и снижению тепловых потерь при транспортировке электроэнергии;
- снижение пляски проводов;
- возможность использования существующей арматуры при монтаже.
- значительное снижение аэродинамического коэффициента;
- практически полное предотвращение внутренней коррозии провода;
- снижение вероятности обрыва провода при нанесении ему повреждений в результате внешних воздействий;
- снижение уровня усталости металла в проводе и следовательно увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний;
- решение проблемы обледенения и налипания снега на провода.

Важнейшие характеристики и испытания.

1. Увеличение передаваемой мощности по сравнению с проводами стандартной конструкции.

Применение провода типа AERO-Z дает:

- снижение потерь на 13-14% при одинаковой передаваемой мощности;
- увеличение передаваемой мощности при той же величине потерь.

2. Коррозия

Большая контактная поверхность между двумя Z-образными проволоками одного слоя обеспечивает эффективную защиту от просачивания консистентной смазки изнутри провода. В процессе изготовления все внутренние пустоты провода заполняются консистентной смазкой, подаваемой при температуре +120°C, что позволяет удалить воздух и влагу. В этой связи внутренняя защита оказывается лучше, чем у традиционных проводов, в которых наблюдается вытеснение защитной смазки наружу под действием циклов нагрузки. Компактный провод, в противоположность этому, сохраняет неизменный уровень защиты от коррозии, что обеспечивает замедленное старение.

3. Деформационная способность

Даже при обрыве проволоки внешнего слоя провод AERO-Z остается на месте под действием механических рабочих напряжений. Данное свойство сохраняется до тех пор, пока не происходит обрыв пяти смежных проволок.

4. Самозатухание

Большая поверхность контакта между проволоками также улучшает демпфирование AERO-Z. Так, в проводе состоящем из Z-образных повивов, изгибающиеся и крутящиеся колебания затухают в 2 – 3 раза быстрее, чем в обычном проводе.

5. Пляска проводов

Улучшенное вертикальное и крутящее самозатухание провода AERO-Z значительно уменьшает проблемы сложной пляски. Вероятность появления пляски значительно ниже, и если она возникает, ее амплитуда будет значительно меньше.

6. Снег и обледенение

Натурные испытания показали, что провод AERO-Z также лучше противостоит снегу и обледенению. Образование ледяных «рукавов» становится более

затруднительным, и даже невозможным. Средняя масса ледяных наростов составляет половину наблюдаемой при экстремальных условиях. Более того, следует отметить, что наросты отделяются быстрее [67].

В данной магистерской диссертации при инновационном развитии электрических сетей Хасанского района Приморского края были применены такие технологии как КРУЭ, элементы цифровой подстанции (оптические трансформаторы тока и напряжения).

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35-110 КВ ХАСАНСКОГО РАЙОНА

3.1 Разработка вариантов развития электрической сети Хасанского района и их технический анализ.

Ожидаемая мощность объектов: ООО «Морской порт в б. Троица» - 28,7 МВт; АО «Международный морской перегрузочный терминал в п. Славянка» - 22,4 МВт; АО «Хасанкоммунэнерго» - 20 МВт.

Вблизи предполагаемых мест размещения энергопринимающих устройств ООО «Морской порт в б. Троица», ОАО «Международный морской перегрузочный терминал в п. Славянка», ОАО «Хасанкоммунэнерго» расположены ПС 110 кВ Троица (1×6 МВА, 1×10 МВА) и ПС 110 кВ Славянка (2×16 МВА) суммарной установленной мощностью трансформаторов 48 МВА. Электроснабжение указанных объектов от ПС 110 кВ Троица и ПС 110 кВ Славянка невозможно без комплексной реконструкции подстанций.

Предлагаются следующие варианты развития электрических сетей Хасанского района в связи с ожидаемым увеличением требуемой мощности [2].

Вариант 1. Для целей комплексного развития электрических сетей Хасанского муниципального района с учетом присоединения вышеуказанных объектов предусмотрим строительство в п. Сухановка питающего центра ПС 220 кВ Сухановка с сооружением двухцепной ВЛ 220 кВ Владивосток – Сухановка, с врезкой в существующую сеть 110 кВ.

Сухановка — посёлок при станции на железнодорожной линии Барановский — Хасан, расположен в Хасанском районе Приморского края, входит в Зарубинское городское поселение.

Реконструкции подлежат ВЛ 110 кВ Славянка-Краскино, ПС 110 кВ Троица, ПС 110 кВ Славянка.

Карта-схема варианта 1 изображена на рисунке 13.



Рисунок 13 – Карта-схема варианта 1

Вариант 2. В данном варианте предусмотрим строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Славянка. При реконструкции ПС Славянка предусмотрено строительство РУ 220 кВ. ПС 110 кВ Троица и ВЛ 110 кВ Славянка-Краскино также подлежат реконструкции.

Карта-схема варианта 2 изображена на рисунке 14.



Рисунок 14 – Карта-схема варианта 2

Для РУ 110 кВ ПС Троица и ПС Краскино выбираем схему №5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии».

Для ПС Славянка на стороне 220 кВ выбираем схему №220-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

3.2 Выбор объектов электрических сетей в каждом конкурентоспособном варианте их развития

Выбор опор. В настоящий момент большое распространение получили стальные многогранные опоры. Многогранные опоры устанавливают для линий электропередачи напряжением 10-500 кВ. Такие опоры могут эксплуатироваться в I-V гололедно-ветровых районах, а также в районах с низкими температурами до минус 60°C [69,70].

В России стальные многогранные опоры производят из низколегированной стали в соответствии с рабочими чертежами российских проектных институтов. Опора представляет собой конструкцию, выполненную из стоек. Отдельные стойки имеют форму полых телескопических конусов, в поперечном сечении – правильный многогранник. Соединения в секциях стоек – телескопические или фланцевые, траверсы – многогранные, решетчатые или изолирующие провода. Обработка от коррозии производится путем горячего оцинкования или покрытия цинкосодержащим композитом [71].

Многогранные опоры обладают следующими достоинствами: транспортабельность, малый отвод земли, надежность, вандалоустойчивость, адаптивность, высокая скорость монтажа, в том числе за счет увеличения межопорных расстояний. В отличие от унифицированных опор возможно проектирование опор индивидуально для линии, с учётом рельефа и климата [72-74].

Примем к установке для варианта 1 и 2 стальные многогранные опоры, имеющие следующую маркировку: промежуточные опоры – ПМ220-2, угловая анкерная опора – УМ220-2, анкерная опора – АМ220-2.

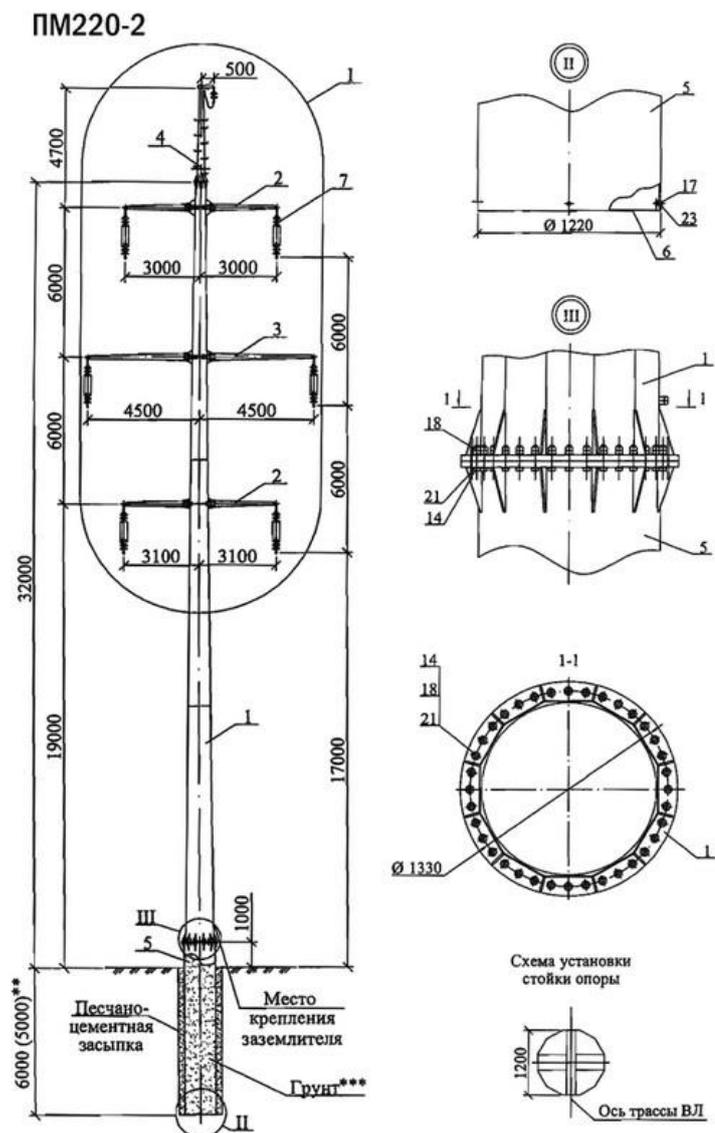


Рисунок 15 – Промежуточная опора ПМ220-2

Выбор силовых трансформаторов. В соответствии с существующими нормативами мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70—80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [9].

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot K_3}, \quad (3)$$

где K_3 – коэффициент загрузки силового трансформатора, принимается равным $K_3 = 0,7$;

N – количество трансформаторов,

P – суммарная активная мощность, МВт,

Q – суммарная реактивная мощность, МВар.

Рассчитываем мощность трансформаторов на ПС Троица по формуле 3.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{51,8^2 + 20,1^2}}{2 \cdot 0,7} = 39,69 \text{ МВА}$$

Выбираем к установке трансформатор ТРДН-40000/110.

Таблица 8 – Параметры трансформатора

| Марка | Номинальная мощность, кВА | Схема и группа соединения обмоток | Напряжение обмотки, кВ | |
|----------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------------|------|
| | | | ВН | НН |
| ТРДН-40000/110 | 40000 | Yн/Δ-Δ-11-11 | 115 | 10,5 |

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (4)$$

$$K_{3,НОРМ} = \frac{\sqrt{51,8^2 + 20,1^2}}{2 \cdot 40} = 0,69.$$

В послеаварийном режиме

$$K_{3.П.АВ} = \frac{\sqrt{51,8^2 + 20,1^2}}{1 \cdot 40} = 1,39$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Аналогично рассчитываем мощность трансформаторов на ПС Славянка.

$$S_{mp.p} = \frac{\sqrt{42,3^2 + 17,2^2}}{2 \cdot 0,7} = 32,617 \text{ МВА}$$

Выбираем к установке трансформатор ТРДН-40000/110 [22].

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки:

В нормальном режиме

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{N \cdot S_{НОМ}} \quad (5)$$

$$K_{3.НОРМ} = \frac{\sqrt{42,3^2 + 17,2^2}}{2 \cdot 40} = 0,57.$$

В послеаварийном режиме

$$K_{3.П.АВ} = \frac{\sqrt{42,3^2 + 17,2^2}}{1 \cdot 40} = 1,14$$

Выбранный трансформатор проходит по коэффициенту загрузки.

Произведем расчет нормального и послеаварийного режимов для варианта развития электрической сети 1. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка, а также режим при отключении ВЛ 220 кВ Владивосток – Сухановка.

Схема нормального режима варианта 1 приведена на рисунке 16. Схема послеаварийного режима варианта 1 при отключенной ВЛ 220 кВ Владивосток – Сухановка приведена на рисунке 17. Схема послеаварийного режима варианта 1 при отключенной ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка приведена на рисунке 18.

В рассматриваемых режимах напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$.

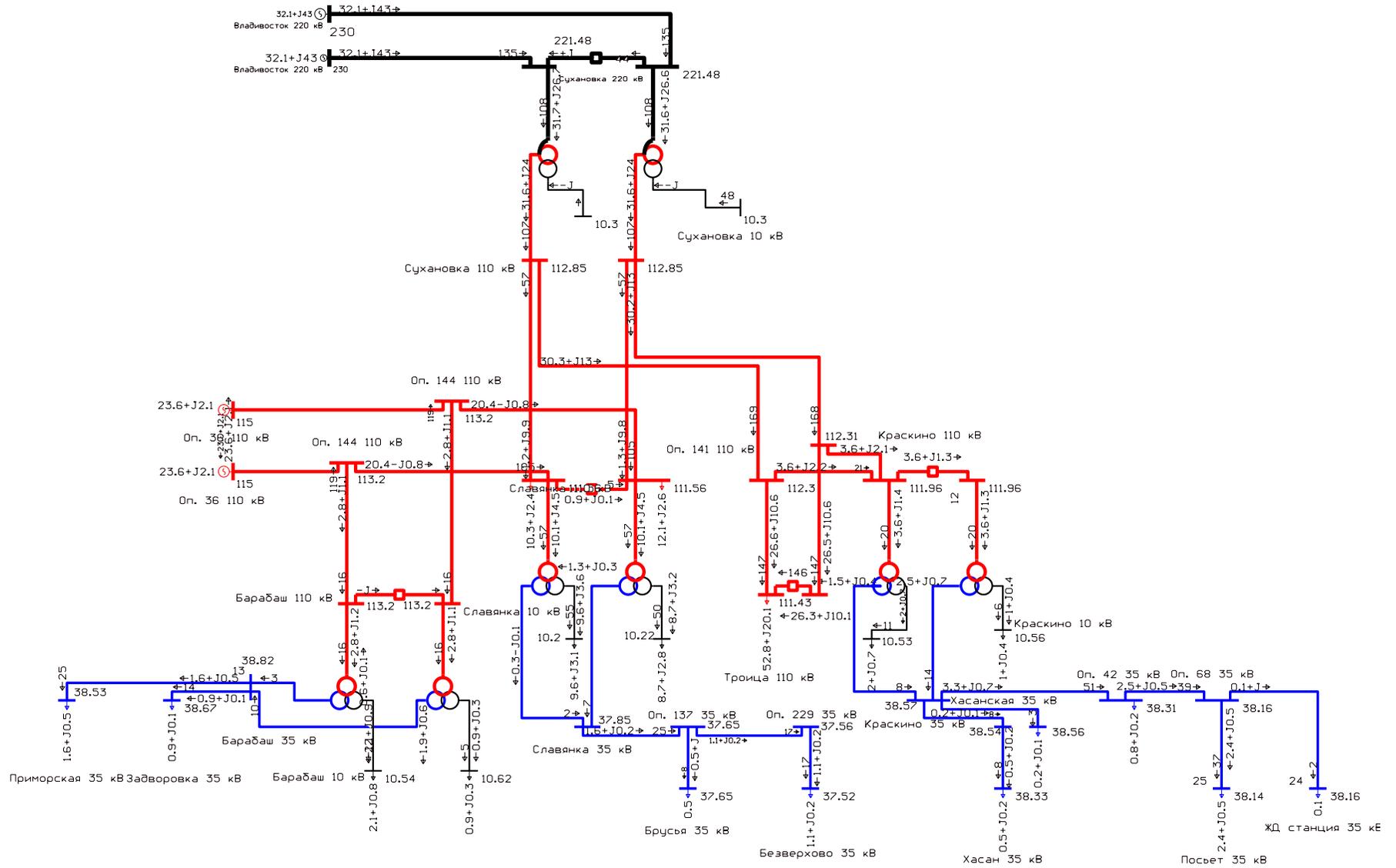


Рисунок 16 – Схема нормального режима варианта 1

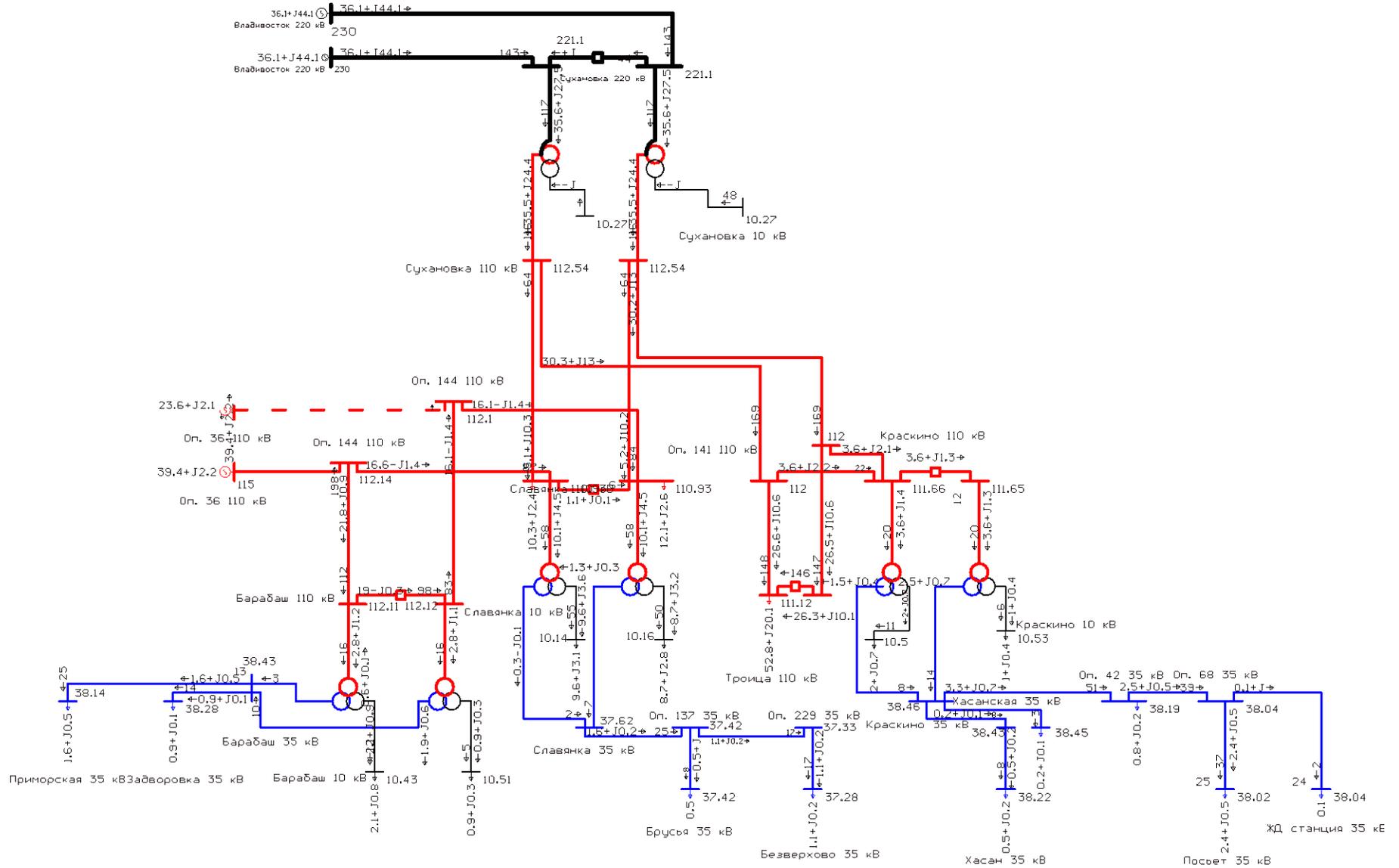


Рисунок 18 – Схема послеаварийного режима варианта 1 при отключенной ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка

Далее выполним расчет нормального и послеаварийного режимов для варианта развития электрической сети 2. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка, а также режим при отключении ВЛ 220 кВ Владивосток – Славянка.

Схема нормального режима варианта 2 приведена на рисунке 19. Схема послеаварийного режима варианта 2 при отключенной ВЛ 220 кВ Владивосток – Сухановка приведена на рисунке 20. Схема послеаварийного режима варианта 2 при отключенной ВЛ 110 кВ Давыдовка – Славянка приведена на рисунке 21.

В рассматриваемых режимах напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$ [11].

Ток протекающий по ЛЭП, исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70\%$, не выходит за рамки длительно допустимого.

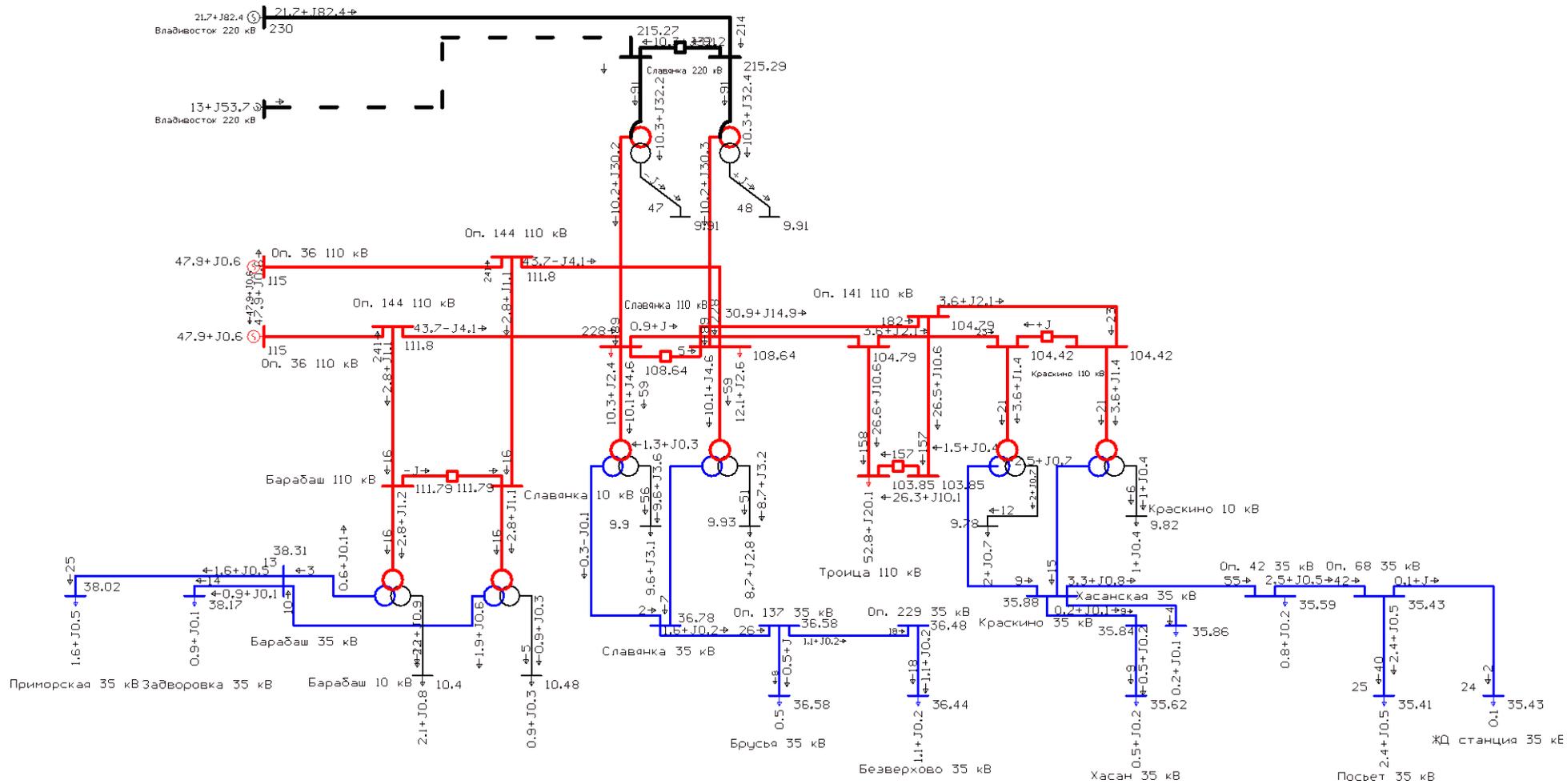


Рисунок 20 – Схема послеаварийного режима варианта 2 при отключенной ВЛ 220 кВ Владивосток – Славянка

3.3 Выбор оптимального варианта развития электрической сети

К дальнейшей технической проработке выбираем вариант 2. Данный вариант может быть реализован в более короткий срок с наименьшими капиталовложениями, т.к. позволяет осуществить технологическое присоединение новых потребителей без строительства новой подстанции. При этом проектируемая длина ВЛ 220 кВ на 9 км меньше, по сравнению с вариантом 1.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ИННОВАЦИОННОЙ ОСНОВЕ

4.1 Расчет токов КЗ

В данном разделе будет произведен расчет токов КЗ на шинах РУ 220 кВ ПС Славянка, РУ 110 кВ ПС Троица, РУ 110 кВ ПС Краскино. Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки оборудования, а также для расчета уставок релейной защиты и автоматики.

Основные допущения при расчетах токов КЗ:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток КЗ учитывают приближенно;
- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания [6,7].

Перечисленные допущения приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания, но погрешность не превышает 10 %, что принято считать допустимым [8].

Расчет токов короткого замыкания будем производить в программном комплексе RastrWin3.

Схема замещения прямой последовательности с указанием точек для расчета короткого замыкания приведена на рисунке 22.

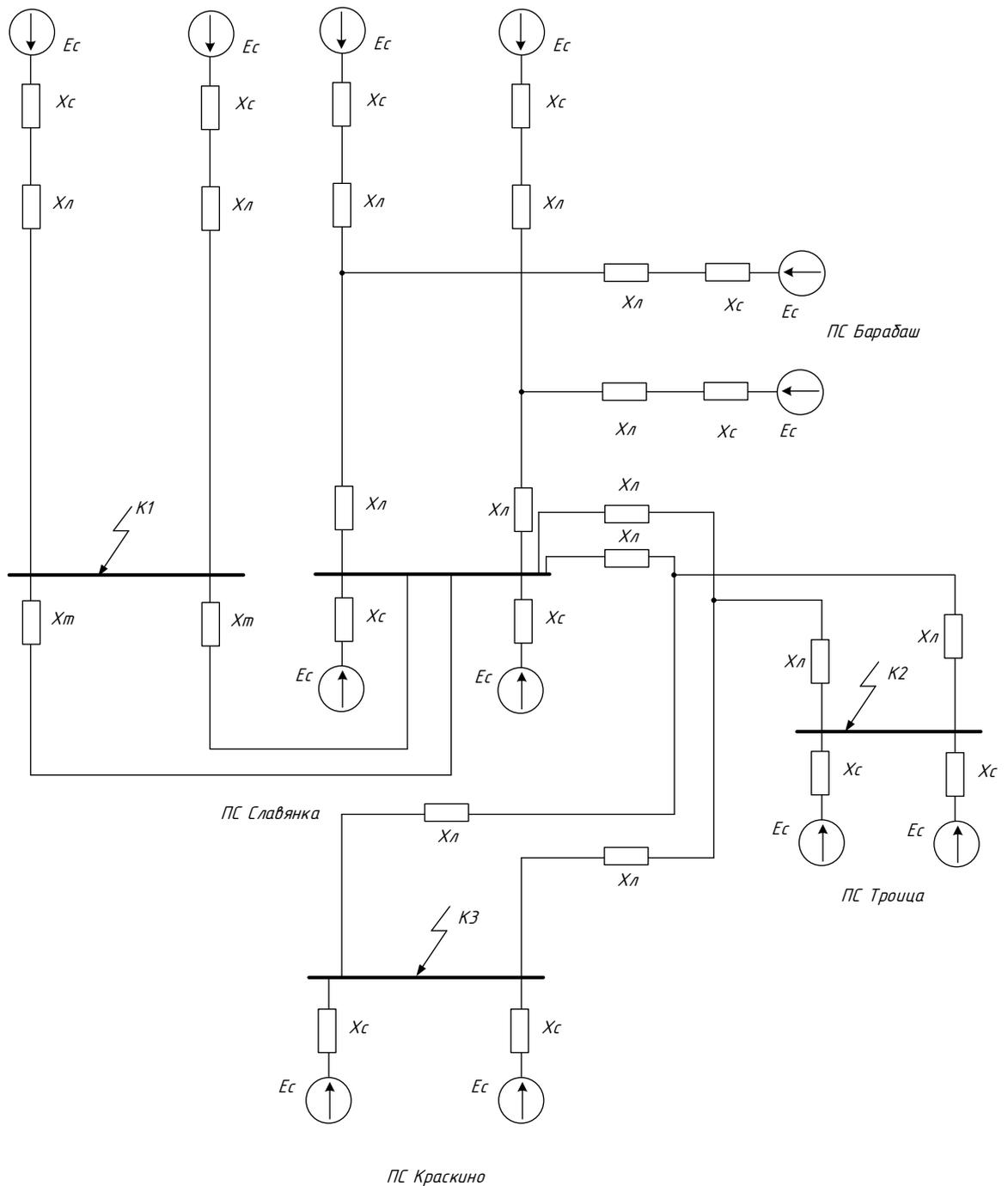


Рисунок 22 – Схема замещения прямой последовательности

Для расчета токов короткого замыкания в ПК RastrWin3 необходимо во вкладке Узлы/Несим/ИД задать все узлы. Для данных узлов указать тип нейтрали, номер и номинальное напряжение. Глухозаземленная нейтраль обозначается – зак., изолированная нейтраль – Δ . Во вкладке Ветви/Несим/ИД задаются ветви. Для них указывается сопротивление прямой и нулевой последо-

вательности, коэффициенты трансформации. Во вкладке Генераторы/Несим задаются все системы с указанием сопротивлений прямой и нулевой последовательности, ЭДС генератора (системы).

Результаты расчетов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Токи короткого замыкания

| Место КЗ | Трехфазное КЗ, кА | Однофазное КЗ, кА | Ударный ток, кА |
|-------------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| Шины 110 кВ ПС Троица | 6,07 | 3,9 | 15,1 |
| Шины 220 кВ ПС Славянка | 4,61 | 3,67 | 12,72 |
| Шины 110 кВ ПС Краскино | 3,08 | 2,21 | 7,64 |

4.2 Реконструкция ПС Троица.

4.2.1 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для РУ 110 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном},$$

где I_{max} – максимальный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6)$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,294 \text{ кА.}$$

- по отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{откл \text{ ном.}}$$

На шинах РУ ВН 110 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 110 - 40/2500 У1 фирмы «УралЭлектроТяжМаш» с пружинным приводом.

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{PЗ} + t_{ОВ}, \quad (7)$$

где $t_{PЗ}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

$$t_{отк} = 2 + 0,03 = 2,03 \text{ с.}$$

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (8)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

$$B_k = 6,07^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 75,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100}, \quad (9)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 40}{100} = 26,587 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}}, \quad (10)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 6,07 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 6,151 \text{ кА};$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (11)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 110 кВ на ПС Троица

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2500 \text{ А}$ | $I_{p\max} = 294 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 15,1 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 75,9 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 6,07 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ | $I_{по} = 6,07 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{откл.ном}$ |
| $I_{a.ном} = 26,587 \text{ кА}$ | $I_{at} = 6,151 \text{ кА}$ | $I_{a.t} \leq i_{a.ном}$ |

Выбранные выключатели проходят по условиям проверки.

4.2.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них электрические приводы.

На стороне ВН выбираем разъединители марки РПД.1-110/1600 УХЛ1 с одним и РПД.2-110/1600 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами фирмы «Урал-ЭлектроТяжМаш».

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ на ПС Троица

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 1200 \text{ А}$ | $I_{p.\max} = 294 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 15,1 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 75,9 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

4.2.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} . \quad (12)$$

По току:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (13)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (14)$$

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (15)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (16)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_{2доп} \approx r_{2доп}$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} , \quad (17)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} , \quad (18)$$

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

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА по фазам | | |
|------------|----------|-----------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | - | 0,5 |
| Счетчик АЭ | БИМ | 1,1 | - | 1,1 |
| Счетчик РЭ | БИМ | 1,1 | | 1,1 |
| Итого | | 3,7 | 0,5 | 3,7 |

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (19)$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Примем к установке оптические трансформаторы тока ТТЭО 110 кВ производства АО «Профотек».

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных оптических трансформаторов тока 110 кВ на ПС Троица

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|-------------------------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сети}} \leq U_H$ |
| $I_H = 4000 \text{ А}$ | $I_P = 294 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_H = 2 \text{ Ом}$ | $Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_H$ |
| $I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 15,1 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 75,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T > B_k$ |

4.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}, \quad (20)$$

где $S_{2\text{ном}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки равно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. Все измерительные приборы, подключаемые к ТН, являются цифровыми.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

| Прибор | Тип | Общая потребляемая мощность, В·А |
|---------------------------|-----------|----------------------------------|
| Вольтметр | ЦВ 9055/1 | 3,75 |
| Частотомер | RDH1A | 4 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 10 |
| Частотомер регистрирующий | Н-397 | 5 |
| Итого: | | 22,75 |

На стороне ВН выбираем цифровой трансформатор напряжения типа ВОН–110-УХЛ1 компании АО «Профотек».

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------|------------------|----------------|
| $U_H=110$ кВ | $U_p=110$ кВ | $U_p \leq U_H$ |
| $S_H = 400$ ВА | $S_p = 22,75$ ВА | $S_p \leq S_H$ |

Выбранные трансформаторы напряжения могут быть приняты к установке.

4.2.5 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограни-

чителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе.

Выбор ОПН производим:

- по номинальному напряжению в месте установки

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (21)$$

- по току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (22)$$

- по электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}; \quad (23)$$

Для установки на стороне 110 кВ выбираем ОПН марки ОПН-У/TEL-110. Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ на ПС Троица.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| $I_{ном} = 10 \text{ кА}$ | $I_{раб. max} = 0,210 \text{ кА}$ | $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 15,1 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |

Выбранные ограничители перенапряжений соответствуют условиям проверки и могут быть приняты к установке на рассматриваемом объекте.

4.3 Реконструкция ПС Краскино.

4.3.1 Выбор выключателей

Произведем выбор выключателей для РУ 110 кВ.

Находим максимальный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,294 \text{ кА.}$$

На шинах РУ ВН 110 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 110 - 40/2500 У1 фирмы «УралЭлектроТяжМаш» с пружинным приводом.

Время отключения выключателя:

$$t_{отк} = 2 + 0,03 = 2,03 \text{ с.}$$

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 3,08^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 19,542 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 40}{100} = 26,587 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 3,08 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 3,121 \text{ кА};$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 110 кВ на ПС Краскино

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|-------------------------------------|----------------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 2500 \text{ А}$ | $I_{p\max} = 294 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{пр.скв} = 100 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 7,64 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 19,542 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |
| $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ | $I_{по} = 3,08 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{вкл}$ |
| $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ | $I_{по} = 3,08 \text{ кА}$ | $I_{по} \leq I_{откл.ном}$ |
| $I_{a.ном} = 26,587 \text{ кА}$ | $I_{at} = 3,121 \text{ кА}$ | $I_{a.t} \leq i_{a.ном}$ |

Выбранные выключатели проходят по условиям проверки.

4.3.2 Выбор разъединителей

На стороне ВН выбираем разъединители марки РПД.1-110/1600 УХЛ1 с одним и РПД.2-110/1600 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами фирмы «Урал-ЭлектроТяжМаш».

Таблица 18 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ на ПС Краскино

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 1200 \text{ А}$ | $I_{p.\max} = 294 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 7,64 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 19,542 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

4.3.3 Выбор трансформаторов тока

Определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА по фазам | | |
|------------|----------|-----------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | - | 0,5 |
| Счетчик АЭ | БИМ | 1,1 | - | 1,1 |
| Счетчик РЭ | БИМ | 1,1 | | 1,1 |
| Итого | | 3,7 | 0,5 | 3,7 |

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Примем к установке оптические трансформаторы тока ТТЭО 110 кВ производства АО «Профотек».

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных оптических трансформаторов тока 110 кВ на ПС Краскино

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|-------------------------------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сети}} \leq U_H$ |
| $I_H = 4000 \text{ А}$ | $I_P = 294 \text{ А}$ | $I_P \leq I_H$ |
| $Z_H = 2 \text{ Ом}$ | $Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_H$ |
| $I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 7,64 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ |
| $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 19,542 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_T > B_k$ |

4.3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Таблица 23 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 110 кВ

| Прибор | Тип | Общая потребляемая мощность, В·А |
|---------------------------|-----------|----------------------------------|
| Вольтметр | ЦВ 9055/1 | 3,75 |
| Частотомер | RDH1A | 4 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 10 |
| Частотомер регистрирующий | Н-397 | 5 |
| Итого: | | 22,75 |

На стороне ВН выбираем цифровой трансформатор напряжения типа ВОТН–110-УХЛ1 компании АО «Профотек».

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|------------------------|--------------------------|----------------|
| $U_H = 110 \text{ кВ}$ | $U_p = 110 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $S_H = 400 \text{ ВА}$ | $S_p = 22,75 \text{ ВА}$ | $S_p \leq S_H$ |

Выбранные трансформаторы напряжения могут быть приняты к установке.

4.3.5 Выбор ОПН

Для установки на стороне 110 кВ выбираем ОПН марки ОПН-У/TEL-110.

Таблица 22 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 110 кВ на ПС Краскино.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| $I_{ном} = 10 \text{ кА}$ | $I_{раб. max} = 0,210 \text{ кА}$ | $I_{ном} \geq I_{раб. max}$ |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 15,1 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |

Выбранные ограничители перенапряжений соответствуют условиям проверки и могут быть приняты к установке на рассматриваемом объекте.

4.4 Реконструкция ПС Славянка.

Для распределительного устройства 220 кВ выбрано комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией типа ELK-14, до 245 кВ фирмы АББ.

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-14 С — это новое поколение аппаратуры на 245 кВ, наименее сложное по конструкции, требующее наименьших затрат на эксплуатацию, в котором снижено негативное воздействие на окружающую среду. Компактная конструкция подходит для установки в любых условиях, обеспечивает удобную эксплуатацию и техническое обслуживание.

4.4.1 Выбор выключателей

Выключатели являются самой важной частью КРУЭ. Их конструктивные особенности сильно влияют на компоновку и общие габариты всех распределительных устройств. В основном выключатели в КРУЭ типа ELK-14 оборудуются автокомпрессионными дугогасительными камерами, с одной камерой на полюс. Эти камеры требуют минимального обслуживания и небольшой энергии для оперирования. В зависимости от требований заказчика имеются различные типоразмеры корпусов выключателей с фланцами различного диаметра. Таким

образом, компоновка КРУЭ определяется числом фланцев. Трансформаторы тока могут встраиваться во все конструкции фланцев путем подгонки длины опорной пластины.

Пружинно-гидравлический привод типа НМВ является общим для всех вариантов выключателей. Благодаря малогабаритной и модульной конструкции, возможны варианты приводов для полюсного и трехполюсного управления выключателем. Сохраняемая в пружинах тарельчатого типа энергия позволяет производить различные циклы коммутации без их подзарядки.

Дугогасительные камеры для выключателей на 50 кА являются унифицированными и многократно испытанными устройствами. Они не сильно различаются и используются не только в КРУЭ ELK-14, но и применяются в других высоковольтных коммутационных аппаратах производства АББ (например, в выключателях для ячеек обычных ОРУ). Все дугогасительные камеры характеризуются надежным размыканием главных и дугогасительных контактов при гашении дуги. В результате применения износостойких материалов для дугогасительных контактов и малого износа главных контактов достигнуто значительное снижение объема работ по их осмотру и обслуживанию.

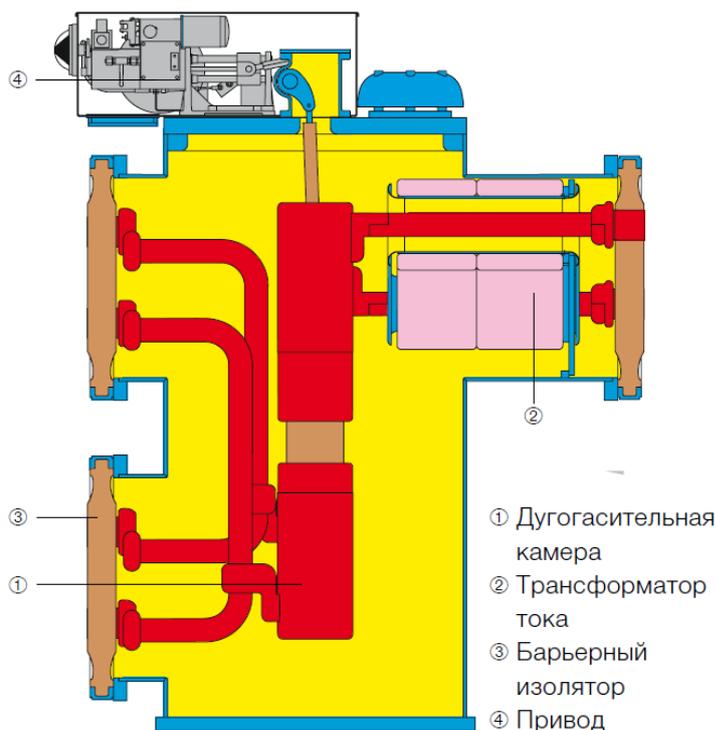


Рисунок 23 – Выключатель КРУЭ 220 кВ ELK-14

Находим максимальный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель КРУЭ 220 кВ:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,459 \text{ кА.}$$

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 4,61^2 \cdot (2,03 + 0,03) = 43,779 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,234 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 4,61 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 4,671 \text{ кА};$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей КРУЭ 220 кВ ELK-14

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| $U_H = 253 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $I_H = 3150 \text{ А}$ | $I_{pmax} = 459 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$ |
| $I_{пр.скв} = 135 \text{ кА}$ | $I_{уд} = 12,72 \text{ кА}$ | $I_{уд} \leq i_{скв}$ |
| $B_k = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 43,779 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{кр} \leq B_{кн}$ |

Продолжение таблицы 23

| 1 | 2 | 3 |
|--|------------------------------------|--|
| $I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,61 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$ |
| $I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} = 4,61 \text{ кА}$ | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ |
| $I_{\text{а.ном}} = 33,234 \text{ кА}$ | $I_{\text{ат}} = 4,671 \text{ кА}$ | $I_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$ |

Выключатели проходят по условиям проверки.

4.4.2 Выбор разъединителей

Таблица 24 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей КРУЭ 220 кВ ELK-14

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--|-------------------------------------|
| $U_{\text{н}} = 253 \text{ кВ}$ | $U_{\text{р}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$ |
| $I_{\text{н}} = 3150 \text{ А}$ | $I_{\text{р.мах}} = 459 \text{ А}$ | $I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 135 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 12,72 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$ |
| $B_{\text{к}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{к}} = 43,779 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$ |

4.4.3 Выбор трансформаторов тока

Определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, ВА по фазам | | |
|------------|----------|-----------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | ВТ-01-ТК | 0,5 | - | 0,5 |
| Счетчик АЭ | БИМ | 1,1 | - | 1,1 |
| Счетчик РЭ | БИМ | 1,1 | | 1,1 |
| Итого | | 3,7 | 0,5 | 3,7 |

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом}.$$

Минимальное сечение проводов:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2.$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В.

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом}.$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом}.$$

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных трансформаторов тока КРУЭ 220 кВ ELK-14

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|---|--|
| $U_{\text{н}} = 253 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$ |
| $I_{\text{н}} = 3150 \text{ А}$ | $I_{\text{р}} = 459 \text{ А}$ | $I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$ |
| $Z_{\text{н}} = 2 \text{ Ом}$ | $Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$ | $Z_2 \leq Z_{\text{н}}$ |
| $I_{\text{дин}} = 135 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} = 12,72 \text{ кА}$ | $I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ |
| $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к}} = 43,779 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$ |

4.4.4 Выбор трансформаторов напряжения

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

| Прибор | Тип | Общая потребляемая мощность, В·А |
|---------------------------|-----------|----------------------------------|
| Вольтметр | ЦВ 9055/1 | 3,75 |
| Частотомер | RDH1A | 4 |
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 10 |
| Частотомер регистрирующий | Н-397 | 5 |
| Итого: | | 22,75 |

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|------------------------|--------------------------|----------------|
| $U_H = 253 \text{ кВ}$ | $U_p = 220 \text{ кВ}$ | $U_p \leq U_H$ |
| $S_H = 400 \text{ ВА}$ | $S_p = 22,75 \text{ ВА}$ | $S_p \leq S_H$ |

4.4.5 Выбор ОПН

Для установки на стороне 220 кВ выбираем ОПН марки ОПН-У/TEL-220.

Таблица 29 – Сравнение каталожных и расчетных данных ограничителя перенапряжений нелинейного 220 кВ на ПС Славянка.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|----------------------------|----------------------------------|----------------------------|
| $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = 220 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{уст}$ |
| $I_{ном} = 10 \text{ кА}$ | $I_{раб.маx} = 0,459 \text{ кА}$ | $I_{ном} \geq I_{раб.маx}$ |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 12,72 \text{ кА}$ | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |

Выбранные ограничители перенапряжений соответствуют условиям проверки и могут быть приняты к установке на рассматриваемом объекте.

5 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ИННОВАЦИОННОЙ ПЛАТФОРМЕ

5.1 Расчет капиталовложений в электрическую сеть с распределенной генерацией

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение электрических станций и реконструкцию подстанций.

Капитальные вложения – это реальные инвестиции (вложения) в основной капитал (основные фонды), в том числе затраты на новое строительство, на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, проектно-изыскательские работы и другие затраты, а также культурно-бытовое строительство [15].

Капитальные вложения в сооружение электрической сети с распределенной генерацией состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение электрических станций;
- капиталовложения на реконструкцию подстанций;
- капиталовложения на реконструкцию ЛЭП.

$$K = K_{ст} + K_{пс} + K_{эл}. \quad (24)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. отдельные ячейки выключателей;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;

5. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 5 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–4):

3,3 % – временные здания и сооружения;

5 % – прочие работы и затраты;

3,18 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

8 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (25)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (26)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии;

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,42$, при условии, что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта развития электрической сети приведён в приложении Б.

Таблица 30 – Капиталовложения в текущих ценах

| Капиталовложения, тыс. руб. | Вариант №1 |
|--|------------------|
| Капиталовложения в строительство ВЛ 220 кВ | 1 205 000 |
| Капиталовложения в реконструкцию ПС Троица | 354 100 |
| Капиталовложения в реконструкцию ПС Славянка | 1 250 000 |
| Капиталовложения в реконструкцию ПС Краскино | 354 100 |
| Итого: | 3 163 000 |

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки рассчитывают по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (27)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (28)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,7\%$; $\alpha_{тэоПС} = 5\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (29)$$

где ΔW – потери электроэнергии, МВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/МВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПВК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (30)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек приведён в приложении А. Результаты расчета представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Издержки

| Вариант | $I_{э.р.}$, тыс.руб | $I_{ам.рен.}$, тыс.руб | $I_{\Delta W}$ тыс.руб | I , тыс.руб |
|---------|----------------------|-------------------------|------------------------|---------------|
| №2 | 106 300 | 178 200 | 11 040 | 295 600 |

5.3 Оценка показателей экономической эффективности и ожидаемых системных эффектов

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (30)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (32)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 71100 \cdot 5200 = 369700000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 369700 \cdot 2 = 739400 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (33)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\text{от}}). \quad (34)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\text{от}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{\text{чт}} = П_{\text{от}} - H_t; \quad (35)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (36)$$

где $d = 8\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Расчет произведен с помощью программы Маткад 15.0. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 24.

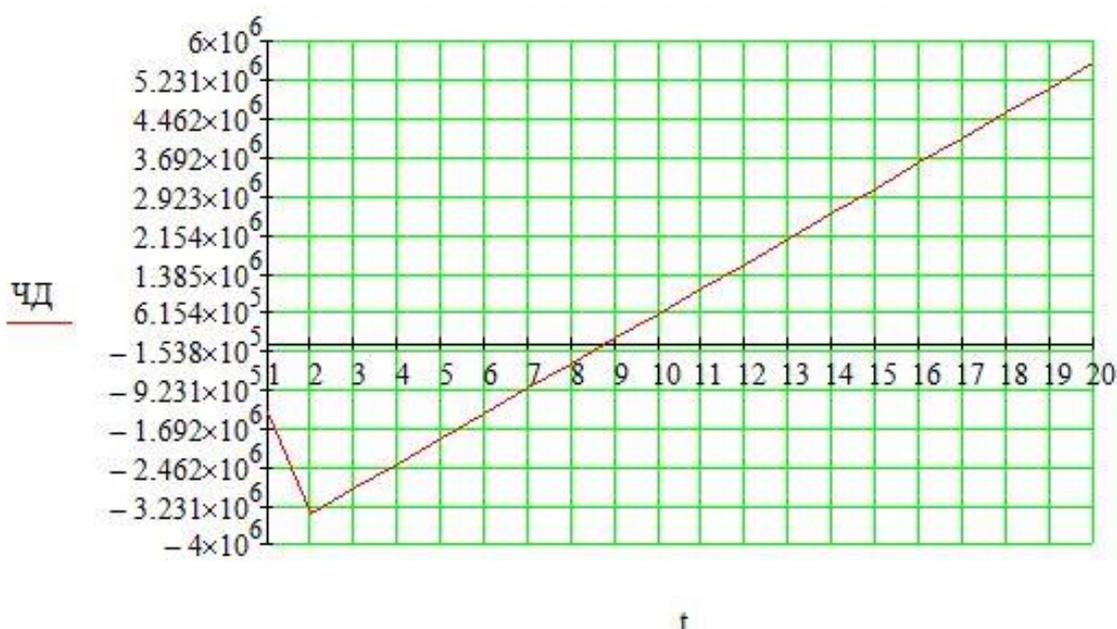


Рисунок 24 – График ЧДД

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем

случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

Данный вариант развития сети является эффективным, рентабельность проекта составляет 15,733% в год, начиная с третьего года расчетного периода. Простой срок окупаемости составил 3 года, дисконтированный срок окупаемости составил 9 лет.

Подробный расчет приведен в приложении Б.

5.4 Показатели инвестиционной привлекательности принятого варианта развития электрических сетей Хасанского района

В данном разделе произведем сравнение экономической эффективности двух итоговых вариантов инновационного развития электрической сети Хасанского района Приморского края, полученных при выполнении комплексной выпускной квалификационной работы.

Первый вариант: инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Хасанского района Приморского края с использованием технологии распределенной генерации (Distributed Generation).

Второй вариант: строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Славянка, строительство РУ 220 кВ на ПС Славянка, реконструкция ПС 110 кВ Троица и ПС Краскино.

Таблица 32 – Сравнение экономической эффективности

| Экономические показатели | Вариант №1 | Вариант №2 |
|--|------------------|------------------|
| Капиталовложения, тыс. руб. | 1 836 300 | 3 163 200 |
| в том числе: | | |
| Капиталовложения в строительство и реконструкцию ПС | 240 900 | 1 958 200 |
| Капиталовложения в строительство и реконструкцию ВЛ | - | 1 205 000 |
| Капиталовложения в строительство электрических станций | 1 595 400 | - |
| Издержки, тыс. руб. | 204 500 | 295 600 |
| в том числе: | | |
| Издержки на эксплуатацию и ремонт | 90 860 | 106 300 |
| Амортизационные отчисления на реновацию | 110 600 | 178 200 |
| Издержки на потери электроэнергии в сети | 3 120 | 11 040 |
| Простой срок окупаемости, лет | 3 | 3 |
| Дисконтированный срок окупаемости, лет | 7 | 9 |
| Рентабельность проекта, % | 23,352 | 15,733 |

Из анализа сравнения экономической эффективности двух итоговых вариантов инновационного развития электрической сети Хасанского района Приморского края, полученных при выполнении комплексной выпускной квалификационной работы, можно сделать вывод, что вариант, подразумевающий использование технологии распределенной генерации (Distributed Generation) наиболее экономически эффективен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе магистерской диссертации разработаны варианты инновационного развития электрических сетей Хасанского района Приморского края, произведен выбор оптимального.

В работе решены следующие задачи:

- произведен анализ схемно-режимной ситуации электрических сетей Хасанского района Приморского края;
- произведен структурный анализ электрических сетей 35 -110 кВ Хасанского района;
- произведен расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети;
- разработаны варианты развития электрической сети Хасанского района, произведен их технический анализ;
- выполнено проектирование оптимального варианта развития электрической сети на инновационной основе
- произведена оценка экономической эффективности выбранного варианта развития электрической сети.

Проектирование производилось с учетом географических особенностей районов электрических сетей, а также с учетом прогнозируемого роста нагрузок.

Результаты оценки экономической эффективности позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант развития электрической сети является эффективным и рентабельным. Предложенный вариант развития электрической сети может быть применен на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Общие сведения о Хасанском районе [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://old.pgpb.ru/cd/terra/hasan/hasan_01.htm - 04.06.2020.
- 2 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018-2022 годы: ООО «ДЖИ ДИНАМИКА» - Санкт-Петербург, 2017. – 152с.
- 3 Официальный сайт Правительства Приморского края [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://primorsky.ru/news/168134/> - 11.04.2020.
- 4 Савина, Н. В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 5 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с
- 6 Крючков, И. П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Электронный ресурс] : учебное пособие / И. П. Крючков, В. А. Старшинов, Гусев Ю.П. ; под ред. И. П. Крючкова, В. А. Старшинова. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2012. — 568 с. — URL: <https://e.lanbook.com/book/72231>. — Загл. с экрана.
- 7 Александров, В. В. Расчет токов коротких замыканий в электроэнергетических системах : учебное пособие / В. В. Александров, А. А. Малютин. — Москва : ФЛИНТА, 2016. — 131 с.
- 8 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98 [Электронный ресурс] : учебное пособие. — Москва : ЭНАС, 2013. — 152 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/104547>. – 10.04.2020.
- 9 Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. [Электронный ресурс]/ — Электрон. текстовые данные.— М. : ЭНАС, 2013. — 104 с.— Режим доступа :<http://www.iprbookshop.ru/76191.html>. – 10.04.2020

10 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [Электронный ресурс]. — М.: ЭНАС, 2014.— 264 с. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/76185.html>.— 11.04.2020.

11 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Текст. М. : Стандартинформ, 2014 – 39 с.

12 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 5694700729.240.30.047-2010

13 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

14 Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»

15 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

16 Генеральный план Посьетского городского поселения Хасанского района Приморского края Том 1 Материалы по обоснованию. 0928 – ПЗ.ГП.1

17 Энергетическая стратегия России на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р.

18 Гумбин, М.П. Анализ состояния электроэнергетики России и перспективы развития / М. П. Гумбин // Вестник КрасГАУ. - 2014. - №10. – С. 154-161.

19 Орлов, А.В Инновации в электроэнергетике / А.В. Орлов, В. Ф. Ковганюк // Новое слово в науке: перспективы развития. – 2016. – С. 10-21.

20 Александров, Ю. Л. Перспективы инновационного развития электросетевых компаний в России / Ю. Л. Александров // Вестник ГУУ. - 2014. - №13. – С. 69-80.

21 Горбатенко, Н.А. Цифровизация электроэнергетики России / Н.А. Горбатенко // Вестник науки и образования. - 2020. - №6-2 (84). – С. 254-258.

22 Ананичева С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования Часть I. Электроэнергетические системы и сети // Учебное электронное текстовое издание ГОУ ВПО УГТУ–УПИ – Екатеринбург, 2005 – 52с.

23 Андрианов, В. Д. Перспективы развития и модернизации топливно-энергетического комплекса России / В.Д. Андрианов // Россия: тенденции и перспективы развития. - 2017. - №12-1. – С. 68-78.

24 Курьянов, В. Н. Цифровые подстанции. Опыт реализации / В.Н. Курьянов // Наука, образование и культура. – 2018. - №3 (27). – С. 25-30.

25 Васильченко, В. И. Цифровая подстанция составляющая системы "Smart Grid" / В. И. Васильченко, О.Г. Гриб // ЕіЕ. -2014. - №6. – С. 152-170.

26 Финаев, В. И. Волоконно-оптические преобразователи в электроэнергетике / В. И. Финаев, М.Д. Скубилин // Известия ЮФУ. Технические науки. - 2013. - №2 (139). – С. 20-26.

27 Горячева, М.Ю. Эффект Фарадея для высокоточных измерений / М.Ю. Горячева // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. - 2015. - №11. – С. 10-15.

28 Ураксеев, М. А. Современные волоконно-оптические системы дистанционного измерения электрического тока / М.А. Ураксеев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. - 2014. - №2. – С. 154-156.

29 Демин А. Н. Экспериментальные исследования основной погрешности измерений волоконно-оптического датчика электрического тока на основе эффекта Фарадея в $Bi_{12}SiO_{20}$ и $Bi_{12}GeO_{20}$ / А.Н. Демин, В. И. // Измерение. Мониторинг. Управление. Контроль. - 2016. - №3 (17). – С. 115-120.

30 Ураксеев, М. А. Современные волоконно-оптические датчики напряжения и напряженности электрического поля на электрооптическом эффекте / М.А. Ураксеев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. - 2014. - №4. – С. 44-50.

31 Базыль, И. М., Использование оптических трансформаторов тока / И.М. Базыль // Известия ТулГУ. Технические науки. - 2018. - №12. – С. 36-40.

32 Умурзакова, Г. Р. Разработка и исследование оптоэлектронного трансформатора постоянного тока / Г.Р. Умурзакова // Достижения науки и образования. - 2018. - №18 (40). – С. 10-20.

33 Саушев, А. В. Анализ методов диагностики аппаратов высокого напряжения / А.В, Саушев, Д.А. Шерстнев, Н.В. Широков // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. - 2017. №5 (45). – С.100-106.

34 Закарюкин, В. П. Моделирование измерительных трансформаторов тока и напряжения / В.П. Закарюкин // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - 2014. - №1 (41). – С. 74-80.

35 Шагеев, С. Р. Перспектива развития систем учета и цифровых подстанций в российской Федерации / С.Р. Шагеев // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. - 2012. - №5-6. – С. 120-128.

36 Паздерин, А. В. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции / А.В. Паздерин // ЭС и К. - 2019. - №4 (45). – С. 134-138.

37 Бойченко, О.В. Построение информационной модели цифровой подстанции на основе стандарта МЭК 61850 // МНИЖ. - 2016. - №4-2 (46). – С. 10-16.

38 Жматов, Д. В. Автономные источники питания постоянного тока для цифровых подстанций и транспорта / Д. В. Жматов, Т.И. Кузнецова // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2015. - №2. – С. 74-80.

39 Баранов, П. Ф. Программное обеспечение для эмуляции передачи мгновенных значений измерений в соответствии со стандартом МЭК 61850 / П.Ф. Баранов // Известия ТПУ. - 2014. - №5. – С. 45-50.

40 Лоскутов, А.Б. Цифровая трансформаторная подстанция в интеллектуальных электрических сетях с автоматическим плавным регулированием напряжения и мощности / А.Б. Лоскутов, А.И. Чивенков, Е.Н. Соснина // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. - 2013. - №4 (101). – С. 24-30.

41 Втюрин, А. В. Структура цифровых потоков данных в протоколе МЭК 61850 // StudNet. - 2020. - №8. – С. 100-104.

42 Найденов, А. Д. Оптические трансформаторы напряжения // Вестник науки и образования. - -2020. - №8-1 (86). – С.16-20.

43 Найденов, А. Д. Оптические трансформаторы тока // Вестник науки и образования. - -2020. - №8-1 (86). – С.20-24.

44 Комаров, М. Ю. Реализация технологий интеллектуальной сети в Советско-Гаванском энергоузле Хабаровского края / М. Ю. Комаров, Н.В. Савина // Вестник ИрГТУ. - 2014. - №10 (93). – С. 34-46.

45 Фурсанов, М.И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях smart grid / М.И. Фурсанов // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. - 2017. - №5. – С. 48-52.

46 Ремизова, Т.С. Применение цифровых технологий для модернизации инфраструктуры электроэнергетической отрасли России / Т.С. Ремизова // ПСЭ. - 2018. - №2 (66). – С. 78-82.

47 Ерцкина, Д.А. К вопросу об интеллектуальных электрических сетях / Д.А. Ерцкина // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. - 2017. - №13. – С. 44-46.

48 Бичевина, А. А., Развитие системы электроснабжения в изолированных районах Хабаровского края на основе концепции smart grid / А.А. Бичевина, Н.В. Савина // Вестник ИрГТУ. - 2014. - №8 (91). – С. 77-81.

49 Горбатенко, Н. А. Цифровизация электроэнергетики России / Н.А. Горбатенко // Вестник науки и образования. - 2020. - №6-2 (84). – С. 55-61.

50 Наумова, Т. А. Текущее состояние внедрения инновационных технологий Smart Grid в энергетический комплекс РФ / Т. А. Наумова, И.М. Осипова // Вестник ИргТУ. - 2013. - №1 (72). – С. 50-55

51 Финаев, В. И. Волоконно-оптические преобразователи в электроэнергетике / В. И. Финаев, М.Д. Скубилин, Ю.А. Заргарян // Известия ЮФУ. Технические науки. - 2013. - №2 (139). – С. 18-24.

52 Григорьев, М. Г. Волоконно-оптический датчик тока /М.Г. Григорьев // APRIORI. Серия: Естественные и технические науки. - 2013. - №1. – С.115-120.

53 Зацаринная, Ю.Н.Преимущества эксплуатации комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией / Ю.Н. Зацаринная, Т.А. Нурмеев // Вестник Казанского технологического университета. - 2014. - №22. – С. 10-18.

54 Усманов, Р. Р. Фазировка объектов энергетики дифференциальными защитами линий с передачей данных по волоконно-оптическим линиям связи / Р.Р. Усманов // ЭС и К. - 2015. - №2 (27). – С. 96-100.

55 Кириллов, Г. А. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией / Г. А.Кириллов, Я.М. Кашин, В.В. Шкода // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 4: Естественно-математические и технические науки. - 2018. - №4 (231). – С. 60-66.

56 Зацаринная, Ю.Н.Элегаз и его применение в электроэнергетике / Ю.Н. Зацаринная, М.Ф. Габбасов, А.П. Зорин // Вестник Казанского технологического университета. - 2014. - №6. – С. 36-43.

57 Лопатин, В. П. Современное элегазовое электрооборудование подстанций систем электроснабжения и особенности его эксплуатации / В.П, Лопатин // Электротехнические и информационные комплексы и системы. - -2015. №1. – С. 28-32.

58 Тимошина, Д. В. Разработка мероприятий по повышению качества производства ячеек комплектных распределительных устройств / Д.В. Тимошина // Инновационная экономика: перспективы развития и совершенствования. - 2018. - №8 (34). – С. 18-26.

59 Колмогоров, Г. Л. Особенности технологии производства нанокomпозиционных сверхпроводниковых изделий / Г. Л. Колмогоров, Т. В. Чернова, М. В. Снигирева // Известия ТулГУ. Технические науки. - 2013. - №5. – С. 26-35.

60 Сверхпроводимость // Википедия. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/?oldid=106999061> – 12.04.2020.

61 ВТСП-кабели: кто и где начинает использовать сверхпроводники в России [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.xdsl.ru/vtsp-kabeli-kto-i-gde-nachinaet-ispolzovat-sverxprovodniki-v-rossii/> - 12.04.2020

62 Шутов, К. А. Разработка технологии изготовления и исследование сверхпроводящих силовых кабелей на основе высокотемпературных сверхпроводников первого поколения: автореф. дис. канд. техн. Наук / К.А. Шутов. - Москва: 2013. – 28с.

63 Котов, Р.В. Инновации в производстве проводов для ЛЭП / Р.В. Котов // Энергия единой сети. – 2015. – № 1 (18). – С. 18–24.

64 Ахметшин, Р.С. Использование трубчатых проводников для снижения потерь мощности в ЛЭП. / Р.С. Ахметшин // МНИЖ. - 2019. - №12-1 (90). – С. 71-76.

65 Компактные неизолированные провода для ЛЭП [Электронный ресурс]. Режим доступа:<https://gerda.ru/production/6/69063> – 10.03.2020.

66 Провода для высоковольтных воздушных линий электропередачи [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docplayer.ru/46763809-Provoda-dlya-vysokovoltnyh-vozdushnyh-linij-elektroperedachi.html> - 10.03.2020.

67 Компактные провода Aero-Z для высоковольтных линий электропередачи [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://prokabel.pro/public/Neizolirovannye%20provoda%20Aero-Z.pdf> – 30.04.2020.

68 Шевченко, Н. Ю. Повышение эффективности работы воздушных линий электропередачи, работающих в экстремальных метеоусловиях / Н. Ю. Шевченко, Ю. В. Лебедева, Г. Г. Угаров // Вестник СГТУ. - 2011. - №3 (54). – С. 115-122.

69 Хамидулл, И. Н. Повышение надежности функционирование воздушных линий электропередачи. Применение стальных многогранных опор / И. Н. Хамидулл, Л.С. Сабитов, В. К. Ильин, И.Л. Кузнецов // Технические науки – от теории к практике. - 2015. - №2 (39). – С.87-91.

70 Орлов, Н.А. О перспективах применения композитных материалов в энергетике на примере опор ЛЭП / Н.А. Орлов, Т.С. Коробщикова, А.С. Молтусов // Достижения вузовской науки. - 2015. - №19. – С. 211-218.

71 Карницкий, В. Ю. Применение современных опор в электроэнергетике. / В.Ю. Карницкий // Известия ТулГУ. Технические науки.- 2016. - №12-3. – С. 100-106.

72 Хорошкеев, Е.В. Многогранная двухцепная v-образная опора / Е.В. Хорошкеев // Инновации и инвестиции. - 2017. - №10. – С. 17-22.

73 Стальные многогранные опоры. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://xn----7sb8ajafee4j.xn--p1ai/stalnie-mnogogrannie-opori/> - 30.04.2020.

74 Байкасенов, Д.К. Сравнение технических характеристик различных типов опор линий электропередач / Д.К. Байкасенов, М.А. Сулеев, С.В. Митрофанов // Вестник молодежной науки. - 2017. - №5 (12). – С/ 134-140/

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|--------------------------|------|----|------------------|-----|---|-----|-----|------|------|-------|--|--|--------|-------|
| 1 | <input type="checkbox"/> | База | 1 | Оп. 36 110 кВ | 110 | 1 | | | 20,3 | 12,9 | 115,0 | | | 115,00 | |
| 2 | <input type="checkbox"/> | База | 2 | Оп. 36 110 кВ | 110 | 1 | | | 20,3 | 12,9 | 115,0 | | | 115,00 | |
| 3 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 3 | Оп. 144 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 112,11 | -0,81 |
| 4 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 4 | Оп. 144 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 112,11 | -0,81 |
| 5 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 5 | Барабаш 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 112,11 | -0,81 |
| 6 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 6 | Барабаш 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 112,11 | -0,81 |
| 7 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 7 | Славянка 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 108,93 | -1,83 |
| 8 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 8 | Славянка 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 108,93 | -1,83 |
| 9 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 9 | Оп. 141 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 107,22 | -2,45 |
| 10 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 10 | Троица 110 кВ | 110 | 1 | 6,1 | 2,0 | | | | | | 107,02 | -2,54 |
| 11 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 11 | Красоино 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 106,54 | -2,72 |
| 12 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 12 | Красоино 110 кВ | 110 | 1 | | | | | | | | 106,54 | -2,72 |
| 13 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 13 | Барабаш 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 38,42 | -3,65 |
| 14 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 14 | Припорокая 35 кВ | 35 | 1 | 1,6 | 0,5 | | | | | | 38,14 | -3,97 |
| 15 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 15 | Задворовка 35 кВ | 35 | 1 | 0,9 | 0,1 | | | | | | 38,28 | -3,89 |
| 16 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 16 | Славянка 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 36,89 | -6,22 |
| 17 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 17 | Оп. 137 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 36,68 | -6,61 |
| 18 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 18 | Брусья 35 кВ | 35 | 1 | 0,5 | | | | | | | 36,68 | -6,61 |
| 19 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 19 | Оп. 229 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 36,59 | -6,78 |
| 20 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 20 | Безверхово 35 кВ | 35 | 1 | 1,1 | 0,2 | | | | | | 36,54 | -6,83 |
| 21 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 21 | Красоино 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 36,64 | -5,25 |
| 22 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 22 | Оп. 42 35 кВ | 35 | 1 | 0,8 | 0,2 | | | | | | 36,35 | -5,72 |
| 23 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 23 | Оп. 68 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 36,19 | -5,99 |
| 24 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 24 | ЖД станция 35 кВ | 35 | 1 | 0,1 | | | | | | | 36,19 | -5,99 |
| 25 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 25 | Посьет 35 кВ | 35 | 1 | 2,4 | 0,5 | | | | | | 36,17 | -6,03 |
| 26 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 26 | Хасанская 35 кВ | 35 | 1 | | | | | | | | 36,60 | -5,29 |
| 27 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 27 | Хасанская 35 кВ | 35 | 1 | 0,2 | 0,1 | | | | | | 36,62 | -5,26 |
| 28 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 28 | Хасан 35 кВ | 35 | 1 | 0,5 | 0,2 | | | | | | 36,38 | -5,55 |
| 29 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 29 | Барабаш 10 кВ | 10 | 1 | 2,1 | 0,8 | | | | | | 10,32 | -4,94 |
| 30 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 30 | Барабаш 10 кВ | 10 | 1 | 0,9 | 0,3 | | | | | | 10,40 | -4,23 |
| 31 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 31 | Барабаш нейтр. | 110 | 1 | | | | | | | | 109,84 | -3,66 |
| 32 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 32 | Барабаш нейтр. | 110 | 1 | | | | | | | | 109,95 | -3,68 |
| 33 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 33 | Славянка нейтр. | 110 | 1 | | | | | | | | 105,39 | -6,21 |
| 34 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 34 | Славянка нейтр. | 110 | 1 | | | | | | | | 105,42 | -6,22 |
| 35 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 35 | Славянка 10 кВ | 10 | 1 | 9,6 | 3,1 | | | | | | 9,83 | -8,80 |
| 36 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 36 | Славянка 10 кВ | 10 | 1 | 8,7 | 2,8 | | | | | | 9,85 | -8,55 |
| 37 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 37 | Красоино нейтр. | 110 | 1 | | | | | | | | 104,75 | -5,26 |
| 38 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 38 | Красоино нейтр. | 110 | 1 | | | | | | | | 104,80 | -5,26 |
| 39 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 39 | Красоино 10 кВ | 10 | 1 | 2,0 | 0,7 | | | | | | 9,89 | -6,11 |
| 40 | <input type="checkbox"/> | Нагр | 40 | Красоино 10 кВ | 10 | 1 | 1,0 | 0,4 | | | | | | 9,92 | -5,69 |

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin 3

| | О | S | Тип | N_нач | N_кон | N_л | I... | Название | R | X | B | Кт/р | N_внц | БД... | P_нач | Q_нач | Na | I_max | I_загр. |
|----|--------------------------|---|------|-------|-------|-----|------|------------------------------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----|-------|---------|
| 1 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 1 | 3 | | | Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 1... | 8,04 | 13,80 | 85,9 | | | | -20 | -13 | | 121 | 31,0 |
| 2 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 2 | 4 | | | Оп. 36 110 кВ - Оп. 144 1... | 8,04 | 13,80 | 85,9 | | | | -20 | -13 | | 121 | 31,0 |
| 3 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 3 | 5 | | | Оп. 144 110 кВ - Бараба... | 0,13 | 0,23 | 1,4 | | | | -3 | -1 | | 16 | 4,0 |
| 4 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 4 | 6 | | | Оп. 144 110 кВ - Бараба... | 0,13 | 0,23 | 1,4 | | | | -3 | -1 | | 16 | 4,0 |
| 5 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 3 | 7 | | | Оп. 144 110 кВ - Славян... | 10,83 | 18,58 | 115,8 | | | | -17 | -10 | | 102 | 26,3 |
| 6 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 4 | 8 | | | Оп. 144 110 кВ - Славян... | 10,83 | 18,58 | 115,8 | | | | -17 | -10 | | 102 | 26,2 |
| 7 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 7 | 9 | | | Славянка 110 кВ - Оп. 1... | 7,59 | 13,01 | 81,0 | | | | -13 | -7 | | 80 | 20,6 |
| 8 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 9 | 10 | | | Оп. 141 110 кВ - Троица ... | 2,21 | 3,79 | 23,6 | | | | -6 | -2 | | 35 | 9,0 |
| 9 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 9 | 11 | | | Оп. 141 110 кВ - Красно... | 5,78 | 9,92 | 61,8 | | | | -7 | -4 | | 43 | 11,1 |
| 10 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | 5 | 6 | | | Барабаш 110 кВ - Бараба... | | | | | | | | | | | |
| 11 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | 7 | 8 | | | Славянка 110 кВ - Славя... | | | | | | | 7 | 4 | | 40 | |
| 12 | <input type="checkbox"/> | | Выкл | 11 | 12 | | | Красоино 110 кВ - Краск... | | | | | | | -4 | -1 | | 21 | |
| 13 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 13 | 14 | | | Барабаш 35 кВ - Пригорс... | 4,74 | 6,53 | | | | | -2 | -1 | | 25 | 7,7 |
| 14 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 13 | 15 | | | Барабаш 35 кВ - Задворо... | 5,33 | 7,33 | | | | | -1 | | | 14 | 3,5 |
| 15 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 16 | 17 | | | Славянка 35 кВ - Оп. 13... | 3,77 | 6,27 | | | | | -2 | | | 25 | 6,5 |
| 16 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 17 | 18 | | | Оп. 137 35 кВ - Брусья 3... | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | 8 | 2,0 |
| 17 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 17 | 19 | | | Оп. 137 35 кВ - Оп. 229 3... | 2,49 | 4,15 | | | | | -1 | | | 18 | 4,5 |
| 18 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 19 | 20 | | | Оп. 229 35 кВ - Безверхо... | 1,19 | 1,20 | | | | | -1 | | | 18 | 8,4 |
| 19 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 21 | 22 | | | Красоино 35 кВ - Оп. 42 ... | 2,28 | 3,80 | | | | | -3 | -1 | | 54 | 13,8 |
| 20 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 22 | 23 | | | Оп. 42 35 кВ - Оп. 68 35 кВ | 1,72 | 2,86 | | | | | -3 | -1 | | 41 | 10,4 |
| 21 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 23 | 24 | | | Оп. 68 35 кВ - ЖД станц... | 0,01 | 0,01 | | | | | | | | 2 | 0,8 |
| 22 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 23 | 25 | | | Оп. 68 35 кВ - Посьет 35 кВ | 0,23 | 0,38 | | | | | -2 | -1 | | 39 | 10,0 |
| 23 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 21 | 26 | | | Красоино 35 кВ - Хасанс... | 1,65 | 2,75 | | | | | -1 | | | 9 | 2,2 |
| 24 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 21 | 27 | | | Красоино 35 кВ - Хасанс... | 1,65 | 2,75 | | | | | | | | 4 | 0,9 |
| 25 | <input type="checkbox"/> | | ЛЭП | 26 | 28 | | | Хасанская 35 кВ - Хасан ... | 9,46 | 15,73 | | | | | -1 | | | 9 | 2,2 |
| 26 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 5 | 31 | | | Барабаш 110 кВ - Бараба... | 9,70 | 225,70 | 6,3 | 1,000 | | | -3 | -1 | | 16 | |
| 27 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 6 | 32 | | | Барабаш 110 кВ - Бараба... | 9,70 | 225,70 | 6,3 | 1,000 | | | -3 | -1 | | 16 | |
| 28 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 31 | 29 | | | Барабаш нейтр. - Бараба... | 9,70 | 131,20 | | 0,095 | | | -2 | -1 | | 12 | |
| 29 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 32 | 30 | | | Барабаш нейтр. - Бараба... | 9,70 | 131,20 | | 0,095 | | | -1 | | | 5 | |
| 30 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 31 | 13 | | | Барабаш нейтр. - Бараба... | 9,70 | | | 0,350 | | | -1 | | | 3 | |
| 31 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 32 | 13 | | | Барабаш нейтр. - Бараба... | 9,70 | | | 0,350 | | | -2 | -1 | | 10 | |
| 32 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 7 | 33 | | | Славянка 110 кВ - Славя... | 2,60 | 88,90 | 13,0 | 1,000 | | | -10 | -5 | | 59 | |
| 33 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 8 | 34 | | | Славянка 110 кВ - Славя... | 2,60 | 88,90 | 13,0 | 1,000 | | | -10 | -5 | | 59 | |
| 34 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 33 | 35 | | | Славянка нейтр. - Славя... | 2,60 | 52,00 | | 0,095 | | | -10 | -4 | | 56 | |
| 35 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 34 | 36 | | | Славянка нейтр. - Славя... | 2,60 | 52,00 | | 0,095 | | | -9 | -3 | | 51 | |
| 36 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 33 | 16 | | | Славянка нейтр. - Славя... | 2,60 | | | 0,350 | | | | | | 2 | |
| 37 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 34 | 16 | | | Славянка нейтр. - Славя... | 2,60 | | | 0,350 | | | -1 | | | 7 | |
| 38 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 11 | 37 | | | Красоино 110 кВ - Краск... | 5,00 | 142,20 | 9,1 | 1,000 | | | -4 | -1 | | 21 | |
| 39 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 12 | 38 | | | Красоино 110 кВ - Краск... | 5,00 | 142,20 | 9,1 | 1,000 | | | -4 | -1 | | 21 | |
| 40 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 37 | 39 | | | Красоино нейтр. - Краск... | 5,00 | 82,70 | | 0,095 | | | -2 | -1 | | 12 | |
| 41 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 38 | 40 | | | Красоино нейтр. - Краск... | 5,00 | 82,70 | | 0,095 | | | -1 | | | 6 | |
| 42 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 37 | 21 | | | Красоино нейтр. - Краск... | 5,00 | | | 0,350 | | | -2 | | | 9 | |
| 43 | <input type="checkbox"/> | | Тр-р | 38 | 21 | | | Красоино нейтр. - Краск... | 5,00 | | | 0,350 | | | -3 | -1 | | 14 | |

Таблица «Ветви» для нормального режима