

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 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

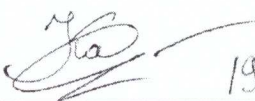
И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«06» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция электрических сетей филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» на о. Русский для организации централизованного электроснабжения потребителей острова Попова

Исполнитель
студент группы 642-об2

 19.06.2020
подпись, дата


А.В. Касьянов

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

 - 19.06.2020
подпись, дата

А.А. Казакул

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 06.07.2020
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав.кафедрой

 Н.В. Савина

« 24 » 03 _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Касьянов Андрей Витальевич

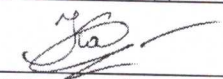
1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Приморские электрические сети» на о. Русский для организации централизованного электроснабжения потребителей острова Попова.

(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____ 22.06.2020г.
 3. Исходные данные к дипломной работе (проекту): Электрическая схема Приморского края, информация об оборудовании подстанции, нагрузки в контрольный день замеров.
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ состояния электрических сетей юга Приморского края, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов сети, анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети, расчет токов КЗ, экономический расчет, проектирование ПС, релейная защита и автоматика, безопасность и экологичность.
 5. Перечень материалов приложения: 1. Однолинейная схема и карта-схема подстанций в проектируемом районе, 2. Варианты развития сети для подключения проектируемой подстанции «Остров», 3. Результаты расчетов режимов для развития сети на 35 кВ (Вариант №1), 4. Результаты расчетов режимов для развития сети на 20 кВ (Вариант №2), 5. Результаты расчетов режимов для развития сети на 20 кВ (Вариант №2 Оптимизированный), 6. Подробная однолинейная схема 20/6,3 ПС «Остров», 7. План ПС 20/6,3 «Остров», 8. Микропроцессорная защита трансформаторов 20/6,3 ПС «Остров». 10 рисунков, 48 таблиц, 108 формул, 6 приложений.
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе Безопасность и экологичность Булгаков А.Б., канд. техн. наук, доцент.
 7. Дата выдачи задания _____ 24.03.2020г.
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Казакул А.А., канд. техн. наук, доцент.

Задание принял к исполнению (дата): _____

24.03.2020г.


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 130 с., 10 рисунков, 48 таблиц, 108 формулу, 6 приложений, 35 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТАРИФ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ состояние электрической сети и источников питания рассматриваемого региона. Разработаны варианты развития электрической сети для подключения проектируемой подстанции в электрическую сеть, а также произведен расчет и анализ нормального и послеаварийного режима сети в проектируемом районе. Выполнен экономический расчет предлагаемых вариантов развития, произведен расчет токов короткого замыкания. Осуществлен выбор электрического оборудования для проектируемой подстанции с последующей проверкой. Решен вопрос заземления подстанции, а также выполнен выбор релейной защиты и автоматики. Решены вопросы безопасности и экологичности проекта.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимального варианта централизованного электроснабжения для проектируемой подстанции, отвечающей современным требованиям надежности, безопасности, экологичности и экономичности.

Проект был разработан в операционной системе Windows 10 с использованием программ: Microsoft Office Word 2019, Microsoft Office Visio 2019, Microsoft Office Excel 2019, MathType 6.0 Equation, Mathcad Prime 5.0.0.0, ПВК Rastrwin 3.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ИП – источник питания;

ПС – подстанция;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

НН – низкая сторона;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РУ – распределительное устройство;

РПН – регулировка под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика реконструируемой сети	11
1.1 Клиаматическая характеристика района строительства	11
1.2 Анализ электрической сети	13
1.3 Характреистика потребителей	17
1.4 Анализ загрузки линий и трансформаторов	18
2 Расчет и прогнозировнаие электрических нагрузок	25
3 Разработка вариантов развития проектируемой электрической сети	33
3.1 Разработка вариатов подключения осрова Попова	33
3.2 Выбор схемы РУ для разрабатываемой ПС	39
3.3 Выбор компенсирующих устройств	40
3.4 Выбор сечений линий электропередача	41
3.5 Выбор силовых трансформаторов	44
4 Расчет и анализ нормальных и послеаварийный режимов развития электрической сети	46
4.1 Расчет и подготовка исходных данных	46
4.2 Расчет режима для варианта 1	48
4.3 Расчет режима для варианта 2	62
4.4 Расчет дополнительного режима для варианта 2	63
5 Техничко экономический расчет и сравнение вариантов	65
5.1 Расчет капитальных вложений	65
6 Расчет токов короткого замыкания	71
6.1 Общие сведения	71
6.2 Определение параметров элементов для расчета в выбранном ПВК	71
6.3 Результаты расчета	73
7 Выбор электрического оборудования	74
7.1 Выбор и проверка выключателей	74
7.2 Выбор разъединителей	77

7.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	78
7.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	83
7.5	Выбор и проверка жестких шин	85
7.6	Выбор опорных изоляторов изоляторов	86
7.7	Выбор ОПН	88
7.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	89
7.9	Выбор ячеек КРУ	91
8	Заземление и молниезащита	93
8.1	Выбор и проверка заземлений на подстанции	93
8.2	Расчет грозозащиты	100
9	Релейная защита и автоматика	103
9.1	Общие понятия комплексов защиты и автоматики	103
9.2	Релейная защита силового трансформатора на проектируемой подстанции	105
9.3	Газовая защита трансформатора	111
9.4	Установка автоматики на проектируемую подстанцию	113
10	Безопасность и экологичность	115
10.1	Безопасность	115
10.1.1	Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок	115
10.1.2	Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ	117
10.1.3	Требования к персоналу, при работе с трансформаторами	118
10.2	Экологичность	118
10.3	Чрезвычайные ситуации	123
	Заключение	126
	Библиографический список	127
	Приложение А Выбор силового оборудования	131
	Приложение Б Расчет сопротивлений и проводимостей	134
	Приложение В Экономический расчет рассматриваемых вариантов	145

Приложение Г Выбор оборудования на РУ	152
Приложение Д Расчет заземления и молниезащиты	157
Приложение Е Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов	161

ВВЕДЕНИЕ

Участок, не имеющий связи с энергетической системой, называется децентрализованным. На сегодняшний день, большая часть северного региона Приморского края, а также несколько участков во Владивостокском городском округе не имеют централизованного электроснабжения.

На момент 2019 года, годовое потребление топлива от локальных дизельных подстанций в Приморском крае составляет 39,3 тысяч тонн условного топлива, и с каждым годом это число продолжает расти. Такие большие расходы на приобретение дизельного топлива и обслуживание электростанций обуславливают высокую стоимость тарифа электроэнергии, качество которого не соответствует нормативным документам. С повышением числа бытовых нагрузок, жители все чаще сталкиваются с внеплановыми отключениями, перебоями, а также жалуются на низкое качество электроэнергии.

Одним из таких децентрализованных участков является остров Попова. Сейчас он снабжается от двух дизель-генераторов Г-72 мощностью 800 кВт [20]. Их период эксплуатации прекращается уже в 2020 году согласно предельному сроку эксплуатации.

Еще на саммите АТЭС-2012, который проходил в городе Владивостоке, был согласован план строительства Дальневосточной ВЭС, который включал размещение ВЭС кластерами на острове Русский и острове Попова, общей мощностью до 36 МВт. На острове Попова планировалось установка 10-13 ВЭУ единичной номинальной мощностью по 1,5-2, МВт.

Но от данного плана пришлось отказаться. Главной причиной стала нерентабельность данного проекта, который впоследствии лишился господдержки.

Интересен этот остров тем, что в 2020 году, по заявлению губернатора Приморского края Олега Кожемяко, развитие острова Попова является

пилотным проектом Приморья. Он подчеркнул, что благоустройство территории, обеспечение транспортной инфраструктуры, а также доступ постоянным к источникам электроэнергии являются приоритетными задачами развития острова Попова.

Помимо этих задач на острове также планируется:

- дополнительный паромный рейс;
- площадка для пассажиров (24 кв.м);
- модульный терминал;
- ремонт пирса;
- производственные предприятия по развитию морских биоресурсов;
- рыбоперерабатывающий завод;
- развитие сферы туризма.

Целью данной выпускной квалифицированной работы является разработка вариантов централизованного энергоснабжения потребителей острова Попова в Приморском крае. Использование устаревших дизель-генераторов не только не удовлетворяет современным требованиям качества и надежности электроэнергии, но может привести к возникновению аварийных ситуаций.

Главной приоритетной задачей данного проекта является установка подстанции с новейшим и высококачественным оборудованием. Это позволит не только наладить централизованное энергоснабжение и снизить расходы на ремонт и обслуживание, но также даст большой потенциал на будущее развитие острова.

При выполнении выпускной квалификационной работы решены следующие задачи:

- Анализ распределительной сети;
- Анализ источников питания;

- Разработка вариантов развития электрической сети;
- Расчет и анализ режимов электрической сети;
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта;
- Расчет токов короткого замыкания;
- Выбор и проверка электрического оборудования;
- Расчет заземления проектируемой подстанции;
- Выбор релейной защиты и автоматики.

Для проведения расчетов и последующего оформления выпускной квалификационной работы использовался следующий программный комплекс под управлением операционной системой Windows 10: Microsoft Office Word 2019, Microsoft Office Visio 2019, Microsoft Office Excel 2019, PTC Mathcad Prime 5.0.0.0, Mathcad Prime 5.0.0.0, ПБК RastrWin 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика района строительства

Знание климатических характеристик, в котором находится рассматриваемая сеть, важная задача. Именно от знаний характеристик климата зависит дальнейший выбор и проверка технического оборудования.

Приморский край расположен в южной части Дальнего Востока и омывается водами Японского моря. Из-за такой особенности географического положения в Приморском крае преобладает умеренный, муссонный климат. Зимы в Приморье не отличаются большой продолжительностью, но, в свою очередь, сухие и холодные, с преобладающими северо-западными ветрами. Лето жаркое, влажное и продолжительное, характеризующееся обильными туманами и дождями, также теплыми юго-восточными ветрами. Не редким явлением в Приморском крае является выход тайфуна или тропического шторма, который наносит большой вред инфраструктуре и сельскому хозяйству.

Август и сентябрь являются самими теплыми месяцами в году, их средняя температура держится на отметке 20-25 градусов тепла по Цельсию. Самым холодным месяцем является январь. Его температура от -8°C до -18°C , в совокупности с повышенной влажностью и порывистыми ветрами, понижается почти вдвое, а в районах с преимущественно сухим климатом, температура может достигать до 38°C . Среднегодовые осадки в Приморском крае достигают 600-900 мм.

Приморский край относится к II климатическому поясу, что показано на рисунке 1.



Рисунок 1 - Карта климатических поясов России.

Также все необходимые климатические характеристики Приморского края, согласно документу «Строительная климатология» СНиП 23-01-99 [26], приведены ниже в таблице 1.

Таблица 1 - Климатические условия строительства.

Климатические условия	Расчетная величина
1	2
Климатический пояс	II
Район по ветру	IV
Район по толщине стенки гололеда	IV
Район по продолжительности гроз	От 20 до 40 часов
Район по пляске проводов	Умеренный
Среднегодовая температура	4 °С
Абсолютная минимальная температура воздуха	-31 °С
Температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92	-24 °С

1	2
Преобладающее направление ветра в зимний период	Северный
Средняя скорость ветра в зимний период	6,1 м/с
Количество осадков за период ноябрь-март	89 мм
Абсолютная максимальная температура	31 °С
Температура воздуха в теплый период обеспеченностью 0,95	22 °С
Преобладающее направление ветра в летний период	Южное
Средняя скорость ветра в летний период	5,2 м/с
Количество осадков за период апрель-октябрь	244 мм

1.2 Анализ электрической сети

Установленная мощность электростанций в Приморском крае составляет 2640,3 МВт. 2618,8 МВт мощности приходится на объединенную энергосистему и 21,5 МВт приходится на децентрализованные источники питания.

Основными источниками питания Приморского края являются следующие электростанции:

- Приморская ГРЭС с установленной мощностью 1467 МВт;
- Владивостокская ТЭЦ-2 с установленной мощностью 497 МВт;
- Артемовская ТЭЦ с установленной мощностью 400 МВт;
- Партизанская ГРЭС с установленной мощностью 203 МВт;
- Мини-ТЭЦ, находящиеся на острове Русском с установленной мощностью 51,8 МВт.

Ближайшие источники питания находятся на острове Русский. На нем установлены три Мини-ТЭЦ: «Центральная», «Океанариум», «Северная». Подстанции «Центральная» и «Океанариум» имеют присоединения к собственным мини-ТЭЦ с одноименными названиями.

Рассмотрим ближайшие подстанции:

Наиболее крупным центром питания на острове Русский, является подстанция «Русская» 220/110/35 кВ. На ней установлено два автотрансформатора мощностью 63 МВА каждый (126 МВА в сумме). Протяженность линии составляет 16,8 км, которая соединяет подстанции 220 кВ «Зеленый Угол» и «Патрокл» с подстанцией «Русская».

В настоящее время электроснабжение потребителей острова Русский осуществляется от распределительных устройств подстанции «Эгершельд» по двухцепной воздушной линии, напряжением 35 кВ, на расстояние 12,5 км. Пропускная способность каждой цепи составляет до 15 МВт. В составе линии присутствует воздушный переход через пролив «Босфор Восточный», выполненный на напряжение 110 кВ и имеющий пропускную способность 67 МВт. На ПС «Эгершельд» установлено два двухобмоточных трансформатора по 10 МВА каждый (суммарно 20 МВА).

Подстанция «Эгершельд» также связана с подстанцией «Бурная» и подстанцией «Торгпорт». Связь осуществляется через кабельные линии 35 кВ. На ПС «Бурная» два трехобмоточных трансформатора мощность 40 МВА и два двухобмоточных трансформатора мощность 6,3 МВА на ПС «Торгпорт». Протяженность участка от ПС «Эгершельд» до ПС «Бурная» составляет 2,72 км, от ПС «Эгершельд» до ПС «Торгпорт» - 2,22 км.

На острове имеются две подстанции напряжением 35/6 кВ: это «КЭТ» и «Зеленая». На подстанции «КЭТ» установлено два трансформатора по 5,6 МВА и один на 3,2 МВА (14,8 МВА в сумме), на подстанции «Зеленая» два трансформатора 2,5 МВА (5 МВА в сумме). «Зеленая» и «КЭТ» связаны между собой двумя кабельными линиями 35 кВ, общей протяженностью 1,7 км с подводным переходом через бухту «Новик».

Также на острове находятся три подстанции на напряжение 35/10 кВ: «Центральная», «Океанариум», «Коммунальная».

На ПС «Центральная» установлено два трехобмоточных трансформатора по 25 МВА каждый (суммарно 50 МВА), на ПС «Океанариум» установлено два трансформатора мощностью 16 МВА каждый (5 МВА в сумме), и два трансформатора по 6,3 МВА (12,6 МВА суммарно) на ПС «Коммунальная». Схемы РУ для рассмотренных подстанций представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Схемы РУ рассмотренных подстанций.

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Способ присоединения	Схема РУ
Русская	220	Проходная	5АН
	110		5АН
	35		9
Бурная	110	Проходная	5АН
	35		9
	6		9
Центральная	35	Проходная	9
Океанариум	35	Отпаечная	5АН
Коммунальная	35	Тупиковая	5АН
Зеленая	35	Отпаечная	4Н
КЭТ	35	Тупиковая	13
Эгершельд	35	Проходная	5АН
Торгпорт	35	Проходная	5АН

Перечень представленных РУ:

- 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;

- 5АН - Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов;

- 9 - Одна рабочая секционированная выключателем система шин;
- 13 - Две рабочие системы шин.

Рассмотрим генерирующие источники питания:

Мощность Мини-ТЭЦ «Центральная» составляет: 35 МВт электрической и 143,4 МВт (123,3 Гкал/час) тепловой. На Мини-ТЭЦ устанавливается следующее оборудование:

- пять блочных двухтопливных газотурбинных установок, мощностью каждой – 6,6 МВт на газе и 5,8 МВт на дизельном топливе, с котлами утилизаторами тепловой мощностью – 10,68 МВт;

- шесть пиковых водогрейных котла тепловой мощностью – 15,0 МВт каждый, с двухтопливными горелками;

- два блочно-контейнерные дизельные электростанции электрической мощностью 1000 кВт.

Мощность Мини-ТЭЦ «Океанариум» составляет: 13,2 МВт электрической и 34,36 МВт (29,54 Гкал/час) тепловой мощности. Оборудование, устанавливаемое на Мини-ТЭЦ следующее:

- две блочные двухтопливные газотурбинных установки, электрическая мощность каждой составляет 6,6 МВт на газе и 5,8 МВт на дизельном топливе, с котлами утилизаторами тепловой мощностью – 10,68 МВт;

- два пиковых водогрейных котла тепловой мощностью – 6,5 МВт, с двухтопливными горелками;

- одна блочно-контейнерная дизельная электростанция 400 кВт, 500 кВА.

Мощность Мини-ТЭЦ «Северная» составляет: 3,6 МВт электрической и 12,6 МВт (10,83 Гкал/час) тепловой мощности. Оборудование, устанавливаемое на Мини-ТЭЦ следующее:

- две блочных двухтопливных газотурбинных установки, электрическая мощность каждой ГТУ – 1800 кВт, тепловая мощность – 4,3 МВт;

- два пиковых водогрейных отопительных котла, тепловой мощностью - 2,0 МВт каждый, с комбинированными горелками.

1.3 Характеристика потребителей

Потребление электроэнергии в Приморском крае за 2019 составило 13411,8 миллионов кВт*ч [25]. Основными потребителями Приморского края являются промышленные предприятия, а также городское и сельское населения. Они составляют 28,81 % и 30,14 % от всей потребляемой электроэнергии края. Подробная характеристика потребления электроэнергии по отдельным группам потребителей Приморья приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Потребление электрической энергии групп потребителей Приморского края.

Группа потребителей	Потребление, млн. кВт*ч	Процент от общего потребления, %
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха; водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	3863,7	28,81
Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	110,9	0,83
Строительство	103,4	0,77
Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	784,3	5,85
Транспортировка и хранение	1713,1	12,77
Деятельность в области информации и связи	123,3	0,92
Другие виды экономической деятельности	1020,7	7,61
Городское и сельское население	4042,5	30,14
Потери в электросетях	1649,9	12,30

1.4 Анализ загрузки линий и трансформаторов

На рисунке 2 показана карта-схема рассматриваемого участка сети электроснабжения потребителей.

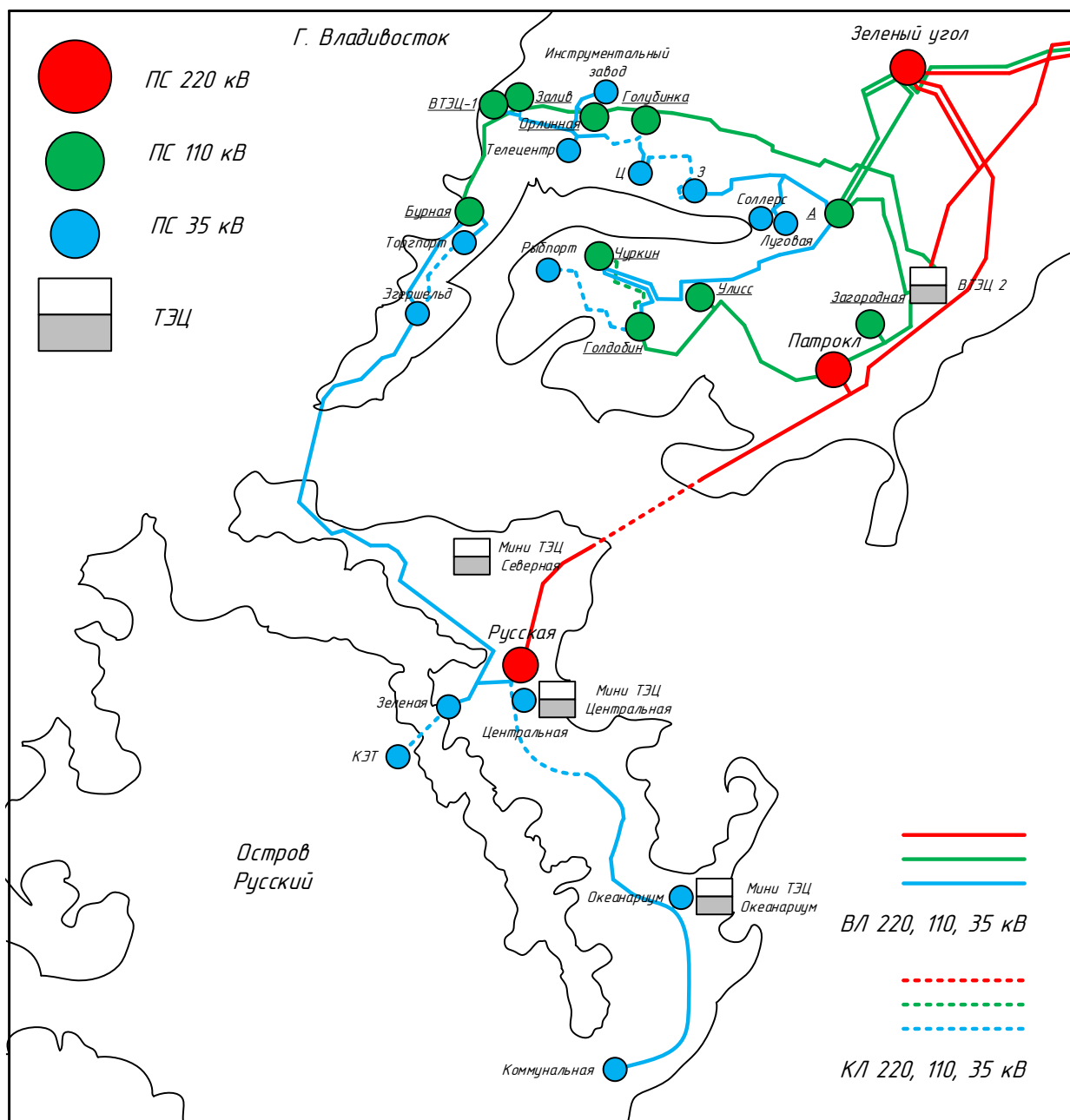


Рисунок 2 - Схема рассматриваемого участка схемы электроснабжения.

Загрузка трансформаторов рассматриваемого участка Приморского края приведена в таблице в таблице 5.

Таблица 5 – Загрузка трансформаторов рассматриваемого участка.

Наименование подстанции	Напряжение, кВ	№ тр-ра	Мощность трансформатора, МВа	Загрузка, %
1	2	3	4	5
Океанариум	35	1	16	14,55
		2	16	14,09
Коммунальная	35	1	6,3	0,60
		2	6,3	3,33
Центральная	35	1	25	17,6
		2	25	8,4
Зеленая	35	1	2,5	32
		2	2,5	20
КЭТ	35	1	5,6	32,16
		2	5,6	32,16
		3	3,2	0
Эгершельд	35	1	10	63,28
		2	10	45,83
Бурная	110	1	40	26,84
		2	40	36,52
Торгпорт	35	1	6,3	37,45
		2	6,3	36,51
ВТЭЦ-1	110	1	40	17,56
		2	40	20,84
Залив	110	1	40	9,95
		2	40	29,85
Телецентр	35	1	6,3	29,51
		2	6,3	66,12
Орлиная	110	1	40	13,56
		2	40	37,45
Голубинка	110	1	40	23,59
		2	40	42,02

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
Ц	35	1	10	66,05
		2	10	69,87
		3	10	0
З	35	1	10	46,86
		2	10	41,71
Соллерс	35	1	4	22,73
		2	4	20,49
		3	10	42,57
		4	10	39,42
Луговая	35	1	6,3	34,60
		2	4	49,18
А	110	1	40	33,90
		2	40	75,72
Чуркин	110	1	25	24,68
		2	25	39,31
Рыбный порт	35	1	10	60,02
		2	10	59,58
Голдобин	110	1	40	34,97
		2	40	39,46
Улисс	110	1	25	48,65
		2	25	59,13
Загородная	110	1	40	35,28
		2	25	52,42
Русская	220	1	63	44,57
		2	63	21,16
Патрокл	220	1	63	35,62
		2	63	32,68

Загрузка ЛЭП рассматриваемого участка Приморского края представлена в таблице в таблице 6.

Таблица 6 – Загрузка ЛЭП рассматриваемого участка.

Название линии	Напр, кВ	Марка провода, кабеля	Сечен. провод.	Доп. ток (+25), А	Доп. ток (-5), А	Нагр, А	Плотность тока, А
1	2	3	4	5	6	7	8
Центральная-Океанариум-Коммунальная №1	35	АСК-120, АПВП 1x120	120	228	228	35	0,29
Центральная-Океанариум-Коммунальная №2	35	АСК-120, АПВП 1x120	120	228	228	30	0,30
Русская-Центральная №1	35	АПВП-400	400	525	525	16	0,04
Русская-Центральная №2	35	АПВП-400	400	525	525	99	0,25
Русская-КЭТ с отп. на Зеленая	35	М-50, АПВПу2г 1x240, АСК-150, АС-120, АПВПУЭТ 1*120, ОСК 1*70	50	275	355	55	1,10

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
Русская- Эгершельд	35	М-50, АС-95, АС-120, АС-185, АС-150, СИП 3х95, АПВПу2г 3*(1х240), АСК-185	50	275	355	0	0
Эгершельд- Зеленая- КЭТ	35	А-70, М-50, АС-95, АС- 120, АС-185, СИП 3х95, АС-150, АСК-150, АСКС-185, АПВПУЭТ 1*120	70	265	342	40	0,43
Эгершельд- Бурная №1	35	2*АОСБУ 3х150, 2*АПВПУ2Г 1*240	150	380	389	97	0,65
Эгершельд- Бурная №2	35	2*АОСБУ 3х150, 2*АПВПУ2Г 1*240	150	380	389	94	0,63
Эгершельд- Торгпорт	35	A2XSE(F) УВ2У 3х150 RM35	150	300	300	0	0
Бурная- Торгпорт №1	35	2*ОСБ 3х120	120	400	432	0	0
Бурная- Торгпорт №2	35	2*ОСБ 3х120	120	400	432	78	0,65

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ВТЭЦ 1- Залив №1	35	М-70, АПпШВ*150	70	337	397	0	0
ВТЭЦ 1- Залив №2	35	М-70, АПпШВ*150	70	337	397	0	0
Залив- Голубинка	35	М-70, АС- 120, АПвПУ2Г 1*240, АПпШВ*150	70	337	397	101	1,44
Залив- Орлиная с отп. Телецентр	35	М-50, М-70, АС-120, АПвПУ2Г 1*240, АПпШВ*150	50	275	355	0	0
Голубинка-Ц	35	АС-185, АПвПУ2Г 1*240	240	380	380	112	0,47
Ц-3	35	Торсада 3x1x150	150	340	340	110	0,73
Голдобин- Рыбный порт	35	АОЦСБ 3x150	150	240	240	92	0,61
ВТЭЦ 1- Орлиная	110	АС-240, АСК- 240, АСО-240, АПвПУ2Г 1x630	240	539	563	148	0,62
Залив-Бурная №1	110	АПвПУ2Г 3(1x630)	630	530	530	54	0,09
Залив-Бурная №2	110	АПвПУ2Г 3(1x630)	630	530	530	73	0,12

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
А-3-Луговая- Соллерс №1	110	М-70, АС-240, АС-120	70	337	435	168	2,40
А-3-Луговая- Соллерс №2	110	М-70, АС-240, АС-120	70	337	435	168	2,71
Голдобин- Чуркин №1	110	АПВПУ2г 3*(1х300)	300	338	338	14	0,05
Голдобин- Чуркин №2	110	АПВПУ2г 3*(1х300)	300	338	338	15	0,05
Патрокл- Голдобин с отп. на Улисс	110	АСК-330, АС-150	150	450	581	230	1,53
ВТЭЦ 2- Патрокл с отп. Загородная	110	АСК-330, АС-150	150	450	581	250	1,67

Несмотря на то, что баланс электроэнергии в Приморском крае достаточно напряженный, на острове Русском, благодаря установленным мини-ТЭЦ, остается большой запас мощности. Более 100 МВт резервной мощности, доступной на мини-ТЭЦ «Центральная» и подстанции «Русская», позволяют подключить новых потребителей к сети.

2 РАСЧЕТ И ПРОНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе основной задачей является нахождение вероятностно-статистических характеристик электрических нагрузок, которые необходимы для последующего расчета электрических режимов сети.

Для разработки корректного варианта электрической сети, необходимо знать точную информацию о нагрузках в том районе, где будет находиться планируемая подстанция.

Фактические нагрузки ПС взяты по результатам контрольных замеров 2019 года. По ним определяем следующие вероятностные характеристики.

Максимальная мощность нужна для основного оборудования, за исключением сечений проводов и силовых трансформаторов. Максимальная реактивная мощность находится через коэффициент мощности нагрузки:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки, принимается усредненное значение 0,4;

P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт.

Средняя мощность находится через коэффициент максимума. Данный вид нагрузки используется для расчета энергопотребления и для выбора силовых трансформаторов:

$$P_{cp} = \frac{P_{\max}}{k_M}, \quad (2)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3)$$

где k_M – коэффициент максимума для энергосистемы Приморского края, принимается усредненное значение 1,2.

Эффективная мощность находится через коэффициент формы. Данный вид нагрузки используется для расчета электроэнергетических потерь:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{cp}} \cdot k_{\phi} \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (5)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы, принимается усредненное значение 1,17.

Минимальная мощность используется для нахождения среднего значения в часы минимума нагрузки.

$$P_{\text{min}} = P_{\text{cp}} \cdot (1 - 1,96 \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}) \quad (6)$$

$$Q_{\text{min}} = P_{\text{min}} \cdot \text{tg} \varphi \quad (7)$$

В качестве примера рассмотрим расчёт электрических нагрузок по приведенным выше формулам для ПС «КЭТ»:

$$P_{\text{cp}} = \frac{3,55}{1,2} = 2,96 \text{ МВт.}$$

$$P_{\text{эф}} = 2,96 \cdot 1,17 = 3,46 \text{ МВт.}$$

$$P_{\text{min}} = 2,96 \cdot 0,7 = 2,07 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{max}} = 3,55 \cdot 0,4 = 1,42 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{cp} = 2,96 \cdot 0,4 = 1,18 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{эф} = 3,46 \cdot 0,4 = 1,38 \text{ Мвар}$$

$$Q_{min} = 2,07 \cdot 0,4 = 0,83 \text{ Мвар}$$

Для летнего периода вероятностные характеристики планируются с учетом коэффициента летнего снижения нагрузки, который равен 0,85 %.

Расчет вероятностных характеристик для остальных ПС выполнен в программе MS Office Excel 2019. Результаты характеристик для зимы и лета приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Вероятностно-статистических характеристики нагрузок.

Наименование подстанции	Время года	P _{max} , МВт	P _{cp} , МВт	P _{эф} , МВт	P _{min} , МВт	Q _{max} , Мвар	Q _{cp} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Океанариум	Зима	4.55	3.79	4.44	2.65	1.82	1.52	1.77	1.06
	Лето	3.87	3.22	3.77	2.26	1.55	1.29	1.51	0.90
Коммунальная	Зима	0.25	0.21	0.24	0.15	0.10	0.08	0.10	0.06
	Лето	0.21	0.18	0.21	0.12	0.09	0.07	0.08	0.05
Центральная	Зима	6.51	5.43	6.35	3.80	2.60	2.17	2.54	1.52
	Лето	5.53	4.61	5.40	3.23	2.21	1.84	2.16	1.29
Зеленая	Зима	1.58	1.32	1.54	0.92	0.63	0.53	0.62	0.37
	Лето	1.34	1.12	1.31	0.78	0.54	0.45	0.52	0.31
КЭТ	Зима	3.55	2.96	3.46	2.07	1.42	1.18	1.38	0.83
	Лето	3.02	2.51	2.94	1.76	1.21	1.01	1.18	0.70
Эгершельд	Зима	9.85	8.21	9.60	5.75	3.94	3.28	3.84	2.30
	Лето	8.37	6.98	8.16	4.88	3.35	2.79	3.27	1.95
Бурная	Зима	25.15	20.96	24.52	14.67	10.06	8.38	9.81	5.87
	Лето	21.38	17.81	20.84	12.47	8.55	7.13	8.34	4.99
Торгпорт	Зима	4.66	3.88	4.54	2.72	1.86	1.55	1.82	1.09
	Лето	3.96	3.30	3.86	2.31	1.58	1.32	1.54	0.92

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВТЭЦ-1	Зима	15.85	13.21	15.45	9.25	6.34	5.28	6.18	3.70
	Лето	13.47	11.23	13.14	7.86	5.39	4.49	5.25	3.14
Залив	Зима	13.15	10.96	12.82	7.67	5.26	4.38	5.13	3.07
	Лето	11.18	9.31	10.90	6.52	4.47	3.73	4.36	2.61
Телецентр	Зима	8.05	6.71	7.85	4.70	3.22	2.68	3.14	1.88
	Лето	6.84	5.70	6.67	3.99	2.74	2.28	2.67	1.60
Орлиная	Зима	19.65	16.38	19.16	11.46	7.86	6.55	7.66	4.59
	Лето	16.70	13.92	16.28	9.74	6.68	5.57	6.51	3.90
Голубинка	Зима	25.25	21.04	24.62	14.73	10.10	8.42	9.85	5.89
	Лето	21.46	17.89	20.93	12.52	8.59	7.15	8.37	5.01
Ц	Зима	10.65	8.88	10.38	6.21	4.26	3.55	4.15	2.49
	Лето	9.05	7.54	8.83	5.28	3.62	3.02	3.53	2.11
З	Зима	7.60	6.33	7.41	4.43	3.04	2.53	2.96	1.77
	Лето	6.46	5.38	6.30	3.77	2.58	2.15	2.52	1.51
Соллерс	Зима	9.84	8.20	9.59	5.74	3.94	3.28	3.84	2.30
	Лето	8.36	6.97	8.15	4.88	3.35	2.79	3.26	1.95
Луговая	Зима	4.70	3.92	4.58	2.74	1.88	1.57	1.83	1.10
	Лето	4.00	3.33	3.90	2.33	1.60	1.33	1.56	0.93
А	Зима	41.60	34.67	40.56	24.27	16.64	13.87	16.22	9.71
	Лето	35.36	29.47	34.48	20.63	14.14	11.79	13.79	8.25
Чуркин	Зима	17.25	14.38	16.82	10.06	6.90	5.75	6.73	4.03
	Лето	14.66	12.22	14.30	8.55	5.87	4.89	5.72	3.42
Рыбный порт	Зима	6.70	5.58	6.53	3.91	2.68	2.23	2.61	1.56
	Лето	5.70	4.75	5.55	3.32	2.28	1.90	2.22	1.33
Голдобин	Зима	22.07	18.39	21.52	12.87	8.83	7.36	8.61	5.15
	Лето	18.76	15.63	18.29	10.94	7.50	6.25	7.32	4.38
Улисс	Зима	23.95	19.96	23.35	13.97	9.58	7.98	9.34	5.59
	Лето	20.36	16.96	19.85	11.88	8.14	6.79	7.94	4.75
Загородная	Зима	23.70	19.75	23.11	13.83	9.48	7.90	9.24	5.53
	Лето	20.15	16.79	19.64	11.75	8.06	6.72	7.86	4.70

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Русская	Зима	38.08	31.73	37.13	22.21	15.23	12.69	14.85	8.89
	Лето	32.37	26.97	31.56	18.88	12.95	10.79	12.62	7.55
Патрокл	Зима	43.03	35.86	41.95	25.10	17.21	14.34	16.78	10.04
	Лето	36.58	30.48	35.66	21.34	14.63	12.19	14.26	8.53

Для того, чтобы ввести новую подстанцию в существующую сеть необходимо учитывать рост нагрузки с целью устранения перегрузок электрических аппаратов.

Благодаря данному расчету нагрузок можно сделать прогноз электрических нагрузок с учетом перспектив на 2024 год.

Прогнозируемые нагрузки находятся по формуле сложных процентов. В качестве примера рассмотрим расчет максимальной прогнозируемой мощности:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t}, \quad (8)$$

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

ε – относительный прирост электрической нагрузки для выбранного участка, принимаемое значение 0,0428 [25];

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

t – год первого замера;

В таком случае на ПС «КЭТ» максимальная прогнозируемая нагрузка составит:

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 3,55 \cdot (1 + 0,0428)^{2024 - 2019} = 4,38 \text{ МВт}.$$

Расчет остальных нагрузок приведен в таблице 8. Подробный расчет представлен в приложении А.

Таблица 8 – Прогнозируемые нагрузки на ближайшие 5 лет.

Наименование подстанции	Время года	P_{\max} , МВт	$P_{\text{ср}}$, МВт	$P_{\text{эф}}$, МВт	P_{\min} , МВт	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$Q_{\text{эф}}$, Мвар	Q_{\min} , Мвар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Океанариум	Зима	5.61	4.68	5.47	3.27	2.24	1.87	2.19	1.31
	Лето	4.77	3.97	4.65	2.78	1.91	1.59	1.86	1.11
Коммунальная	Зима	0.31	0.26	0.30	0.18	0.12	0.10	0.12	0.07
	Лето	0.26	0.22	0.26	0.15	0.10	0.09	0.10	0.06
Центральная	Зима	8.03	6.69	7.83	4.68	3.21	2.68	3.13	1.87
	Лето	6.82	5.69	6.65	3.98	2.73	2.27	2.66	1.59
Зеленая	Зима	1.59	1.33	1.55	0.93	0.64	0.53	0.62	0.37
	Лето	1.35	1.13	1.32	0.79	0.54	0.45	0.53	0.32
КЭТ	Зима	4.38	3.65	4.27	2.55	1.75	1.46	1.71	1.02
	Лето	3.72	3.10	3.63	2.17	1.49	1.24	1.45	0.87
Эгершельд	Зима	12.15	10.12	11.84	7.09	4.86	4.05	4.74	2.83
	Лето	10.32	8.60	10.07	6.02	4.13	3.44	4.03	2.41
Бурная	Зима	31.01	25.84	30.24	18.09	12.41	10.34	12.10	7.24
	Лето	26.36	21.97	25.70	15.38	10.54	8.79	10.28	6.15
Торгпорт	Зима	5.75	4.79	5.60	3.35	2.30	1.92	2.24	1.34
	Лето	4.88	4.07	4.76	2.85	1.95	1.63	1.90	1.14
ВТЭЦ-1	Зима	19.54	16.29	19.06	11.40	7.82	6.51	7.62	4.56
	Лето	16.61	13.84	16.20	9.69	6.65	5.54	6.48	3.88
Залив	Зима	16.22	13.51	15.81	9.46	6.49	5.41	6.32	3.78
	Лето	13.78	11.49	13.44	8.04	5.51	4.59	5.38	3.22
Телецентр	Зима	9.93	8.27	9.68	5.79	3.97	3.31	3.87	2.32
	Лето	8.44	7.03	8.23	4.92	3.38	2.81	3.29	1.97
Орлиная	Зима	24.23	20.19	23.63	14.13	9.69	8.08	9.45	5.65
	Лето	20.60	17.16	20.08	12.01	8.24	6.87	8.03	4.81
Голубинка	Зима	31.14	25.95	30.36	18.16	12.45	10.38	12.14	7.27
	Лето	26.47	22.05	25.80	15.44	10.59	8.82	10.32	6.18
Ц	Зима	13.13	10.94	12.80	7.66	5.25	4.38	5.12	3.06
	Лето	11.16	9.30	10.88	6.51	4.47	3.72	4.35	2.60

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Зима	9.37	7.81	9.14	5.47	3.75	3.12	3.65	2.19
	Лето	7.97	6.64	7.77	4.65	3.19	2.66	3.11	1.86
Соллерс	Зима	12.13	10.11	11.83	7.08	4.85	4.04	4.73	2.83
	Лето	10.31	8.59	10.06	6.02	4.13	3.44	4.02	2.41
Луговая	Зима	5.80	4.83	5.65	3.38	2.32	1.93	2.26	1.35
	Лето	4.93	4.11	4.80	2.87	1.97	1.64	1.92	1.15
А	Зима	51.30	42.75	50.02	29.92	20.52	17.10	20.01	11.97
	Лето	43.60	36.34	42.51	25.44	17.44	14.53	17.01	10.17
Чуркин	Зима	21.27	17.73	20.74	12.41	8.51	7.09	8.30	4.96
	Лето	18.08	15.07	17.63	10.55	7.23	6.03	7.05	4.22
Рыбный порт	Зима	8.26	6.88	8.06	4.82	3.30	2.75	3.22	1.93
	Лето	7.02	5.85	6.85	4.10	2.81	2.34	2.74	1.64
Голдобин	Зима	27.21	22.68	26.53	15.88	10.89	9.07	10.61	6.35
	Лето	23.13	19.28	22.55	13.49	9.25	7.71	9.02	5.40
Улисс	Зима	29.53	24.61	28.79	17.23	11.81	9.84	11.52	6.89
	Лето	25.10	20.92	24.48	14.64	10.04	8.37	9.79	5.86
Загородная	Зима	29.22	24.35	28.49	17.05	11.69	9.74	11.40	6.82
	Лето	24.84	20.70	24.22	14.49	9.94	8.28	9.69	5.80
Русская	Зима	46.96	39.13	45.78	27.39	18.78	15.65	18.31	10.96
	Лето	39.91	33.26	38.92	23.28	15.97	13.30	15.57	9.31
Патрокл	Зима	53.06	44.22	51.73	30.95	21.22	17.69	20.69	12.38
	Лето	45.10	37.58	43.97	26.31	18.04	15.03	17.59	10.52

На основании документа «СиПР Приморского края» и данных, полученных на практике в ДРСК, было принято решение, что максимальная нагрузка на остров в зимний период составит 6 МВт. Расчет остальных нагрузок приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогнозируемые нагрузки острова Попова.

Наименование подстанции	Время года	P_{max} , МВт	$P_{ср}$, МВт	$P_{эф}$, МВт	P_{min} , МВт	Q_{max} , Мвар	$Q_{ср}$, Мвар	$Q_{эф}$, Мвар	Q_{min} , Мвар
Остров	Зима	6.00	5.00	5.85	3.50	2.52	2.00	2.34	1.40
	Лето	5.10	4.25	4.97	2.98	2.14	1.70	1.99	1.19

В данном разделе были рассчитаны вероятностные-статистические характеристики и прогнозируемые нагрузки для выбранного участка сети Приморского края. Теперь, когда известны нагрузки на острове Попова, можно переходить к разработке вариантов централизованного электроснабжения и выбору дальнейшего оборудования на проектируемой подстанции.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Разработка вариантов подключения острова Попова

Целью данного раздела является разработка вариантов обеспечения централизованного электроснабжения существующих и перспективных потребителей острова Попова. Это предусматривает строительство новых объектов на острове Попова и модернизацию электрических объектов на острове Русский.

Варианты сетей должны быть с минимальными затратами, но при этом обеспечивать необходимый уровень качества и надежности электроснабжения.

Для выбора наиболее подходящей конфигурации, рассмотрим несколько вариантов развития электрической сети. После технико-экономического сравнения будет выбран лучший из предложенных вариантов.

К рассмотрению представлено два варианта развития электрической сети:

Вариант №1 – В данном варианте ПС «Остров» подключается к ПС «КЭТ», находящейся на острове Русский. Протяженность линии составляет: 10,62 км по воздуху и 0,87 км под водой. Выполняется на напряжение 35 кВ. Карта-схема и электрическая схема для данного варианта развития показаны на рисунках 3, 4.

Достоинства варианта №1:

- традиционные для данного района класс напряжения;
- не требуется дополнительных трансформаторов на ПС «КЭТ»;
- малое количество потерь в линиях и трансформаторах;
- большая пропускная способность, чем вариант на 20 кВ.

Недостатки варианта №1:

- стоимость линий значительно 35 кВ значительно больше стоимости линии на 20 кВ.

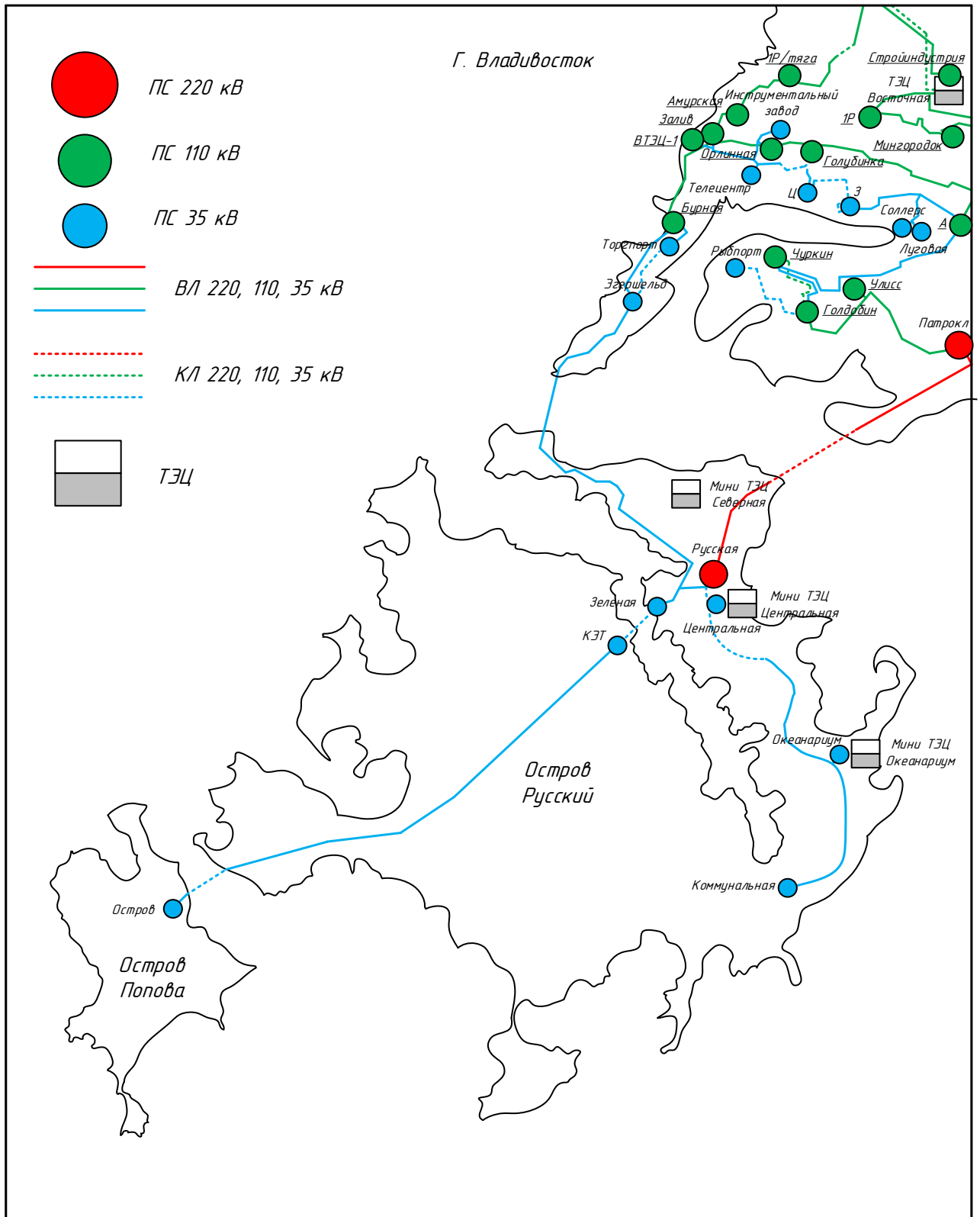


Рисунок 3 – Карта-схемы варианта №1 подключения ПС «Остров».

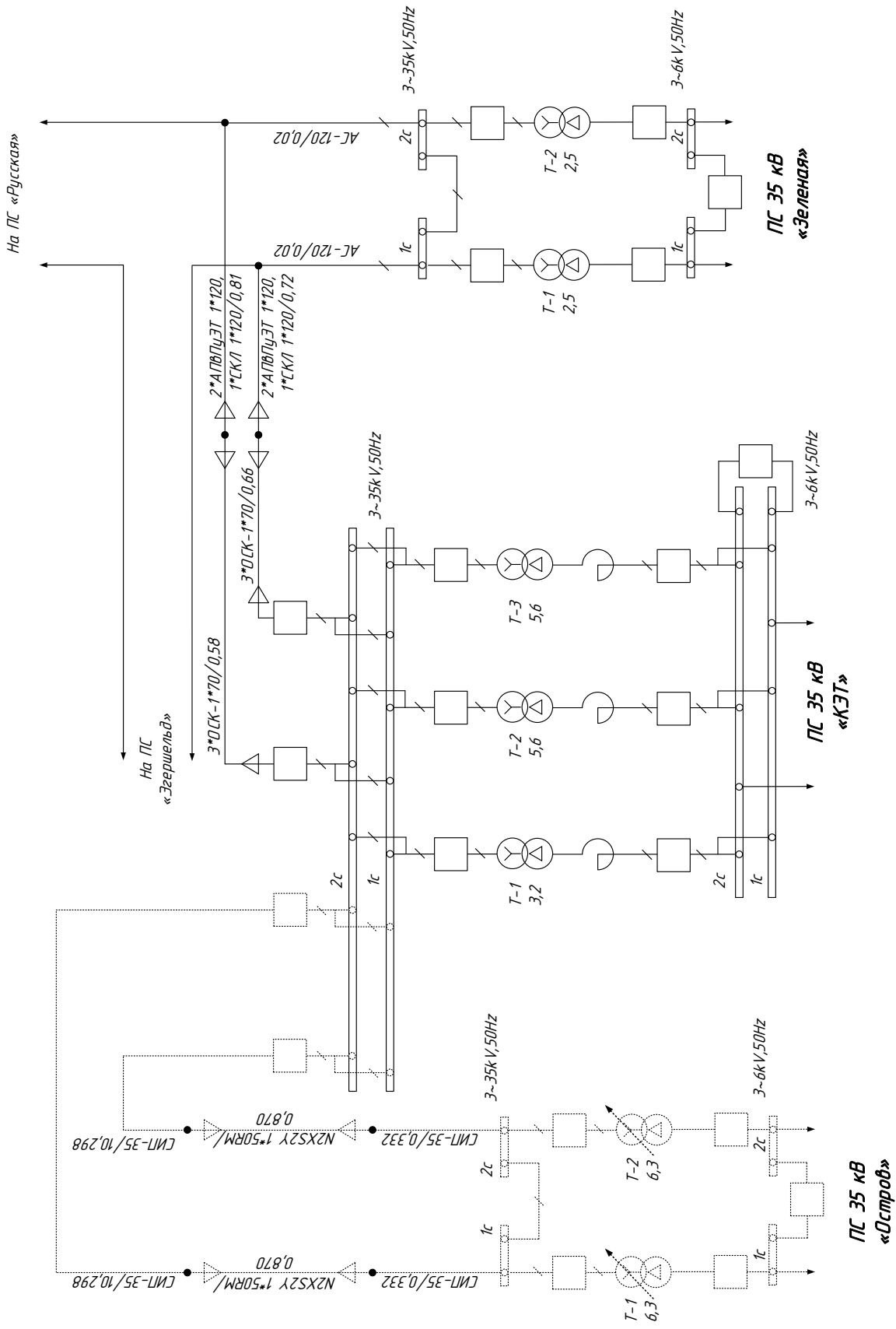


Рисунок 4 – Электрическая схема варианта №1 подключения ПС «Остров».

Вариант №2 – В этом варианте ПС «Остров» также подключается к ПС «КЭТ», но с вводом двух дополнительных силовых трансформаторов на ней. Протяженность линии составляет: 10,62 км по воздуху и 0,87 км под водой. Выполняется на напряжение 20 кВ. Карта-схема и электрическая схема для данного варианта развития представлены на рисунках 5, 6.

Достоинства варианта №2:

- относительно высокая пропускная способность;
- требует значительно меньших капиталовложений, чем вариант развития на 35 кВ.

Недостатки варианта №2:

- нетрадиционный класс напряжения для данного района;
- требуется наличие дополнительных трансформаторов на ПС «КЭТ».

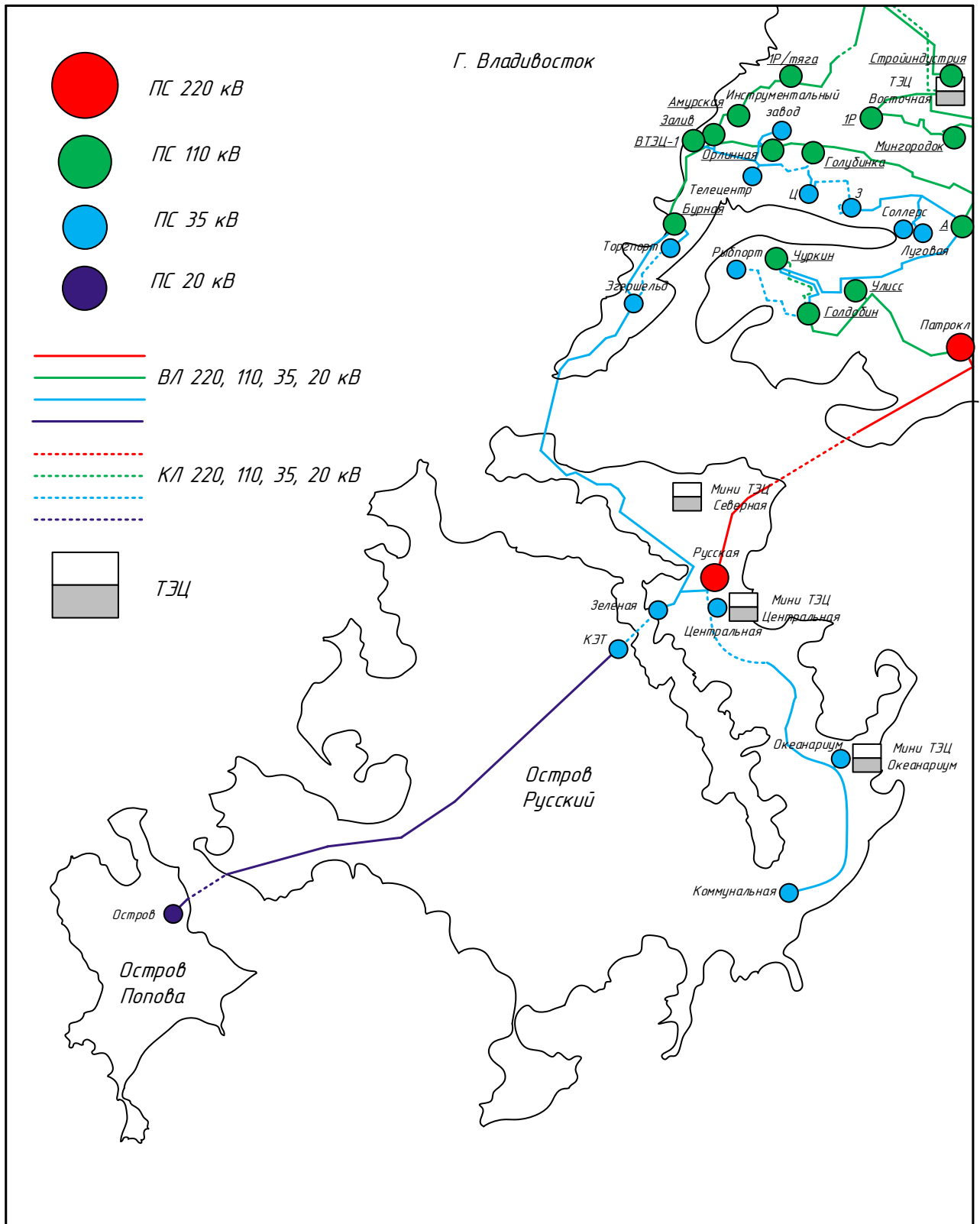


Рисунок 5 - Карта-схемы варианта №2 подключения ПС «Остров».

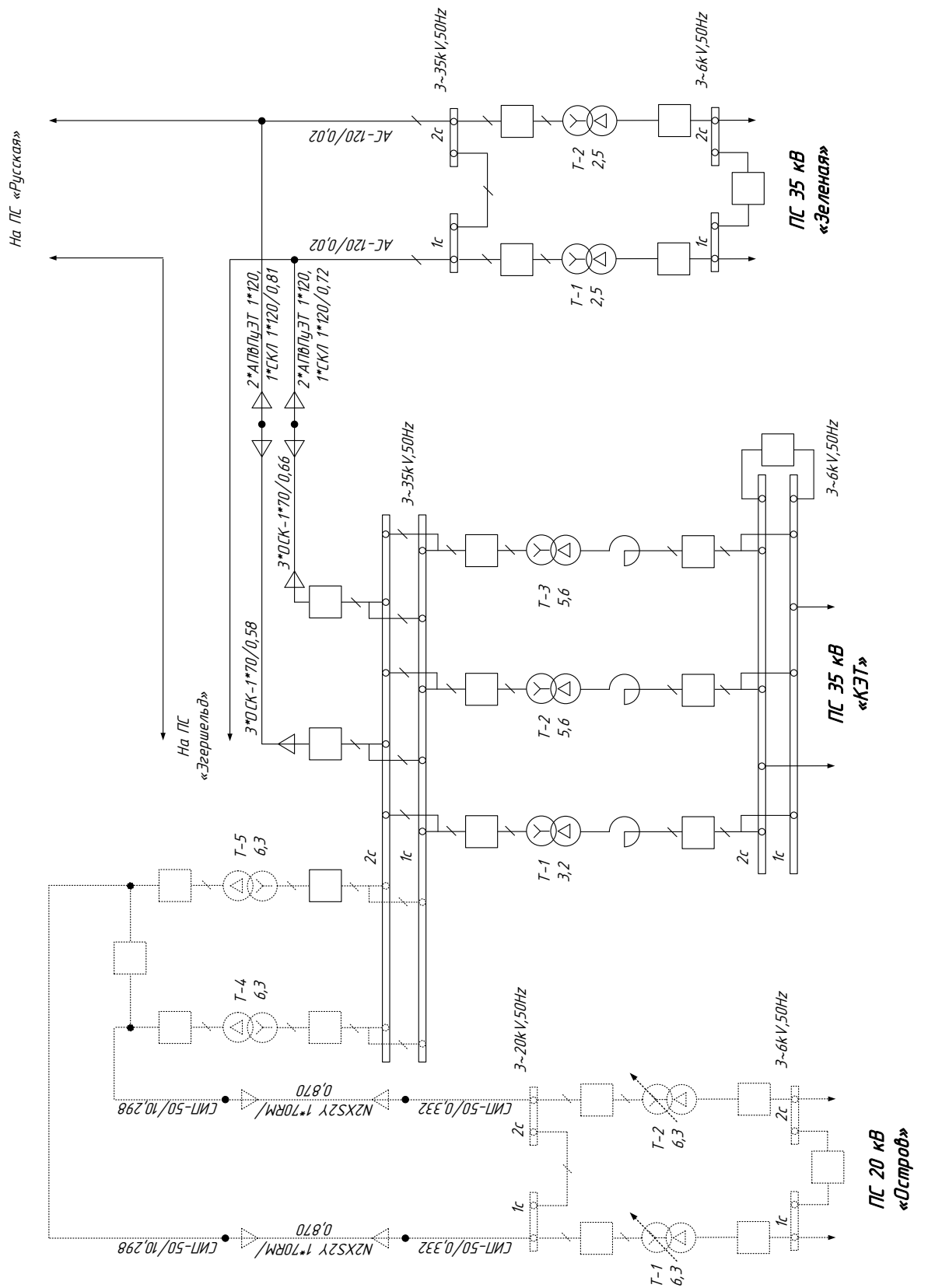


Рисунок 6 – Электрическая схема варианта №2 подключения ПС «Остров».

3.2 Выбор схемы РУ для разрабатываемой ПС

Для определения выбора распределительных устройств для проектируемой подстанции нужно брать во внимание:

- количество подходящих линий к ПС;
- класс номинального напряжения сети;
- требования надежности и безопасности.

В таблице 10 приведены выбранные распределительные устройства для каждого варианта.

Таблица 10 – Выбор РУ ВН.

Номер варианта	Наименование подстанции	Номинальное напряжение, кВ	Тип РУ ВН	Количество выключателей
1	«Остров»	35	4Н	2
2	«Остров»	20	4Н	2

Перечень РУ:

- 4Н-Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

Для обоих вариантов развития сети по трассе определена длина линии электропередач через поисково-информационную картографическую службу Яндекс.Карты. Протяженность линии по воздуху составляет 10,62 км и 0,87 км под водой. Суммарная длина линии находится по следующей формуле:

$$L_{\Sigma} = \sum L_{ij}, \quad (9)$$

Суммарная длина от линии ПС «КЭТ» до ПС «Остров» по трассе составляет:

$$L_{K-O} = 10,62 + 0,87 = 11,49 \text{ км.}$$

3.3 Выбор компенсирующих устройств

Для определения суммарной мощности КУ, которую необходимо скомпенсировать на шинах НН ПС, воспользуемся следующей формулой:

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

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности нагрузки, для проектируемой подстанции принимается значение 0,42;

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

Q_{\max} – максимальная реактивная мощность, Мвар;

После нахождения мощности КУ, устройства компенсации выбираются так, чтобы их значение было максимально приближено к расчетному.

Для дальнейшего расчета необходимо знать некомпенсированную мощность. Она необходима для выбора сечений ЛЭП, а также силовых трансформаторов. Находится по следующей формуле:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\max} - Q_{\text{факт}}, \quad (11)$$

где $Q_{\text{факт}}$ – мощность выбранных КУ.

Результаты выбранных устройств компенсации приведены в таблице 11. Полный расчет приведен в приложении Б.

Таблица 11 – Выбор КУ.

Наименование подстанции	Q_{\max} , Мвар	$Q_{\text{КУ}}$, Мвар	КУ на 1 систему шин	n, шт	$Q_{\text{факт}}$, Мвар	$Q_{\text{неск}}$, Мвар
«Остров»	2,52	0,12	УКРЛ (П) 56–6,3–100	2	0,2	2,32

3.4 Выбор сечений линий электропередачи

Для выбора сечения проводов или кабелей, необходимо учитывать:

- пропускную способность сечения по нагреву для послеаварийного режима;
- технико-экономический показатель линии;
- показатель прочности и надежности линии;
- условие возникновения короны, а также показатель потерь на корону.

Чтобы найти максимальный расчетный ток, протекающий по линии, воспользуемся следующей формулой:

$$I_{расчет.маx} = \frac{\sqrt{P_{маx}^2 + Q_{маx}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad (12)$$

где $P_{маx}$ – максимальная активная мощность по текущей линии, МВт;

$Q_{маx}$ – максимальная реактивная мощность по текущей линии, МВар;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение на линии, кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей.

Далее определятся рабочий ток, необходимый для окончательного выбора провода или кабеля:

$$I_{р.провод} = I_{расчет.маx} \cdot \alpha_t \cdot \alpha_i, \quad (13)$$

$$I_{р.кабель} = I_{расчет.маx} \cdot K_{п}, \quad (14)$$

где α_i – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, также коэффициента попадания в максимум энергосистемы, принимаемое значение 1 [8];

α_t – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, принимаемое значение 1,05 [8];

K_{II} – общий поправочный коэффициент, учитывающий изменения условий прокладки кабелей в различных условиях [8].

Общий поправочный коэффициент находится по выражению:

$$K_{II} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \dots K_n, \quad (15)$$

где K_{II} – отдельные поправочные коэффициенты;

В нашем случае, общий поправочный коэффициент для прокладки кабеля под водой составит $K_{II}=1,22$.

В качестве примера рассмотрим расчёт токов с последующим выбором проводов и кабелей с заходом на ПС «Остров» и номинальным напряжением 20 кВ.

Для нормального режима, расчетный ток составит:

$$I_{\text{расчет.мах}} = \frac{\sqrt{6 + 2,52}}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 2} = 0,094 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{р.провод}} = 0,094 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,0987 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{р.кабель}} = 0,094 \cdot 1,22 = 0,114 \text{ кА}.$$

Для послеаварийного режима, значение тока получится следующим:

$$I_{\text{р.провод}} = 2 \cdot 0,094 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,197 \text{ кА}.$$

$$I_{\text{р.кабель}} = 2 \cdot 0,094 \cdot 1,22 = 0,229 \text{ кА}.$$

Результаты расчета для двух вариантов представлены в таблице 12. Полный расчет приведен в приложении Б.

Таблица 12 – Расчетные токи для ВЛ/КЛ.

Номер варианта	Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный ток в нормальном режиме, кА	Расчетный ток послеаварийном режиме, кА
1	«КЭТ» – «Остров»	35	0,056	0,113
			0,065	0,131
2	«КЭТ» – «Остров»	20	0,098	0,197
			0,114	0,229

Рассчитав максимальные и расчетные токи, а также принимая к учету район строительства, район по гололеду, номинальное напряжения, выбираем провод СИП-3[34] и кабель для подводной прокладки 2XS(FL)2YRAA[35], показанные в таблице 13. Полный расчет приведен в приложении Б.

Таблица 13 – Марки проводов и кабелей для ВЛ/КЛ.

Номер варианта	Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Марка провода/кабеля	Допустимый ток, А
1	«КЭТ» – «Остров»	35	СИП-3 1*35	220
			2XS(FL)2YRAA 1*50RM/16	202
2	«КЭТ» – «Остров»	20	СИП-3 1*50	245
			2XS(FL)2YRAA 1*70RM/16	245

3.5 Выбор силовых трансформаторов

Для выбора оптимальной мощности силового трансформатора потребуется средняя активная и некомпенсированная реактивная мощность, которую мы рассчитывали ранее. Для этого воспользуемся следующей формулой:

$$S_{расчет} = \frac{\sqrt{P_{СРзим}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{n \cdot k_3}, \quad (16)$$

где $P_{СРзим}$ – средняя активная мощность в зимний период, МВт;

$Q_{НЕСК}$ – некомпенсированная реактивная мощность, МВар;

n – количество устанавливаемых трансформаторов на подстанции;

k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов, принимаемое значение 0,7;

После выбора трансформатора, его необходимо проверить на загрузку в нормальном и послеаварийном режиме с помощью необходимых коэффициентов. В нормальном режиме загрузка трансформатора не должна превышать 70%. Загрузка в послеаварийном режиме – не более 140%.

Эти условия определяются по следующим формулам:

$$k_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{СРзим}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{n \cdot S_{НОМ}}, \quad (17)$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{СРзим}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{(n-1) \cdot S_{НОМ}}, \quad (18)$$

Если коэффициент загрузки в аварийном режиме превышает допустимое значение $k_3^{n/ав} \geq 1,4$, то следует отключить часть потребителей 3-ей категории.

Если проблема не была решена, необходимо выбрать другой более мощный трансформатор и выполнить расчет заново.

В качестве примера выберем силовой трансформатор на ПС «Остров» для варианта развития на 20 кВ.

$$S_{расчет} = \frac{\sqrt{5^2 + 2,32^2}}{2 \cdot 0,7} = 3,937 \text{ MВт}.$$

К установке принимаем трансформатор большей мощности – ТМН-6300/20, так как согласно приказу Минэнерго №81 [14], если оценивать перегрузочную способность трансформатора через максимальную мощность, то его загрузка не должна превышать более 105 %. Если принимать к установке трансформатор ТМН-4000/20, то его загрузка будет больше, чем допустимое значение.

$$k_3^{норм} = \frac{\sqrt{5^2 + 2,32^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,437.$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{5^2 + 2,32^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 0,875 \leq 1,4.$$

В таблице 14 представлены выбранные трансформаторы для обоих вариантов. Полный расчет представлен в приложении Б.

Таблица 14 – Выбор силовых трансформаторов.

Номер варианта	Наименование подстанции	Номинальное напряжение, кВ	Количество трансформаторов	Марка трансформаторов
1	«Остров»	35	2	ТМН-6300/35
2	«Остров»	20	2	ТМН-6300/20
	«КЭТ»	35	2	ТМН-6300/35

Рассчитав нагрузки и выбрав по расчетам необходимое сечения проводов и кабелей, а также трансформаторное оборудование для проектируемой подстанции, можно переходить к расчету режимов сети.

4 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для расчета установившегося и послеаварийного режима электрической сети воспользуемся ПВК RastrWin3. Данный программно-вычислительный комплекс предназначен для решения задач по анализу, расчету, оптимизации режимов сети. RastrWin3 дает возможность производить расчет и утяжеление режима, а также эквивалентирование сети. Обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети. Предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами. Также в комплекс включена оптимизация режима по реактивной мощности. [9]

Чтобы рассчитать установившийся и послеаварийный режим для разработанных вариантов сети, необходима подготовка исходных данных — это расчет электрических нагрузок и схему замещения. В качестве исходных данных принимаем прогнозируемые нагрузки, рассмотренные в пункте «Расчет и прогнозирование электрических нагрузок» выпускной квалификационной работы.

4.1 Расчет и подготовка исходных данных

Чтобы подготовить все исходные данные перед дальнейшим расчетом режимов сети, необходимо рассчитать сопротивление линий и трансформаторов.

Активные и индуктивные сопротивления линии находятся по следующим формулам:

$$r_{\text{вл}} = r_0 \cdot l_l, \quad (19)$$

$$x_{вл} = x_0 \cdot l_l, \quad (20)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, значение берется из справочных данных [21];

x_0 – удельное индуктивное сопротивление 1 км линии, значение берется из справочных данных [21];

l_l – длина линии.

Для проектирования трансформаторов в RastrWin3, необходимо учитывать следующее:

- активное и индуктивное сопротивление, приведенное к стороне высокого напряжения;

- проводимость шунта на землю;

- коэффициент трансформации.

Каталожные и расчетные данные того или иного трансформатора можно найти в справочных материалах для курсового и дипломного проектирования [21].

Для расчета потерь трансформатора используются следующие выражения:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2}, \quad (21)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2}, \quad (22)$$

где ΔQ_x – потери реактивной мощности на холостой ход, МВар;

ΔP_x – потери активной мощности на холостой ход, МВт;

Формула для нахождения коэффициента трансформации следующая:

$$K_m = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (23)$$

где U_{HH} – низшее номинальное напряжение трансформатора, значение берется из справочных данных [21].

U_{BH} – высшее номинальное напряжение трансформатора, значение берется из справочных данных.

Для трех обмоточных и автотрансформаторов помимо коэффициента трансформации на низкой стороне, аналогичным образом находится и на средней стороне, взяв за учет среднее номинальное напряжение трансформатора.

При задании модели сети, узлы в ПВК RastrWin3 разделяются на следующие: балансирующие, генерирующие и нагрузочные. Стоит помнить о том, что для выполнения расчета режимов сети в ПВК RastrWin 3 один из узлов должен быть назначен базисным.

4.2 Расчет режимов для варианта 1

В качестве базисных узлов принимаем шины высокой стороны ПС «Русская» 220 кВ и высокой стороны ПС «Бурная». Проектируемая ПС «Остров» подключается к ПС «КЭТ». Узлы и ветви представлены в таблицах 15 и 16. Схема потокораспределения показана на рисунке 7.

Таблица 15 – Узлы нормального режима для варианта №1.

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Русская ВН	220	1			-1.7	-2.0	228.7	-10	10	228.7		3.9
Нагр	2	Русская АТ1	220	1								229.27	0.09	4.2
Нагр	3	Русская АТ2	220	1								229.32	0.10	4.2
Нагр	4	Русская СН	110	1										
Нагр	5	Русская НН1	35	1								35.05	0.26	0.1
Нагр	6	Русская НН2	35	1								35.07	0.28	0.2
Нагр	7	Центральная ВН	35	1								35.08	0.28	0.2
Нагр	8	Центральная НН1	10	1	5.4	2.2						10.16	0.52	1.6
Нагр	9	Центральная НН2	10	1	2.6	1.1						10.12	1.20	1.2
Ген	10	Центральная Г1	10	1		0	6.6	5.2	10.16	-10	10	10.16	0.53	1.6
Ген	11	Центральная Г2	10	1		0	6.6	2.6	10.16	-10	10			
Ген	12	Центральная Г3	10	1		0	6.6	2.6	10.12	-10	10			
Ген	13	Центральная Г4	10	1		0	6.6	3.1	10.12	-10	10	10.12	1.20	1.2
Ген	14	Центральная Г5	10	1		0	6.6	2.6	10.12	-10	10			
Нагр	15	Океанариум ВН	35	1								35.53	0.60	1.5
Нагр	16	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1						10.46	1.92	4.6
Нагр	17	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1						10.18	2.05	1.8
Ген	18	Океанариум Г1	10	1			6.6	5.5	10.46	-10	10	10.46	1.92	4.6
Ген	19	Океанариум Г2	10	1			6.6	1.2	10.18	-10	10	10.18	2.05	1.8
Нагр	20	Коммунал. ВН	35	1								35.17	0.26	0.4
Нагр	21	Коммунал. НН1	10	1	0.2	0.1						10.33	0.13	3.3
Нагр	22	Коммунал. НН2	10	1	0.2	0.1						10.33	0.13	3.3
Нагр	23	Отп.1 Океанар.	35	1								35.18	0.27	0.5
Нагр	24	Отп.2 Океанар.	35	1								35.18	0.27	0.5
Нагр	25	Зеленая ВН1	35	1								37.19	-3.14	6.2
Нагр	26	Зеленая ВН2	35	1								36.14	-5.70	3.2
Нагр	27	Зеленая НН1	6	1	1.2	0.5						6.51	-5.71	8.5
Нагр	28	Зеленая НН2	6	1	0.8	0.3						6.51	-5.71	8.5
Нагр	29	КЭТ ВН	35	1								34.62	-0.09	-1.0

Продолжение таблицы 15

Нагр	30	КЭТ НН1	6	1							6.15	-1.50	2.4	
Нагр	31	КЭТ НН2	6	1	2.2	0.9					6.15	-1.50	2.5	
Нагр	32	КЭТ НН3	6	1	2.2	0.9					6.15	-1.50	2.4	
Нагр	33	Эгершельд ВН1	35	2							37.22	-3.22	6.3	
Нагр	34	Эгершельд ВН2	35	2							37.45	-2.93	7.0	
Нагр	35	Эгершельд НН1	6	2	8.6	3.45					6.15	-6.81	2.5	
Нагр	36	Эгершельд НН2	6	2	3.5	1.4					6.32	-4.34	5.3	
Нагр	37	Отп.1 Зеленая	35	1							37.19	-3.14	6.2	
Нагр	38	Отп.2 Зеленая	35	1							34.86	0.09	-0.4	
База	39	Бурная ВН	110	2			33.1	17.8	119.4	-10	10	119.4	0	8.5
Нагр	40	Бурная Т1	110	2							116.82	-2.38	6.2	
Нагр	41	Бурная Т2	110	2							116.84	-2.39	6.2	
Нагр	42	Бурная СН1	35	2							37.54	-3.19	7.2	
Нагр	43	Бурная СН2	35	2							37.66	-2.90	7.6	
Нагр	44	Бурная НН	10	2	18.7	7.5					6.42	-2.37	7.0	
Нагр	45	Остров ВН	35	3							34.14	-0.22	-2.4	
Нагр	46	Остров НН1	6	3	3	1.2					6.00	-0.07	-2.3	
Нагр	47	Остров НН2	6	3	3	1.2					6.00	-0.07	-2.3	

Таблица 16 – Ветви нормального режима для варианта №1.

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	Рус ВН – Рус АТ1	1.4	104	6	1			1	1	3
Тр-р	1	3	Рус ВН - Рус АТ2	1.4	104	6	1			1	1	3
Тр-р	2	4	Рус АТ1 - Рус СН	1.4		6	0.526					
Тр-р	3	4	Рус АТ2 - Рус СН	1.4		6	0.526					
Тр-р	2	5	Рус АТ1 - Рус НН1	1.4	195	6	0.152			1	1	4
Тр-р	3	6	Рус АТ2 - Рус НН2	1.4	195	6	0.152			1	1	4
ЛЭП	5	7	Рус НН1 - Центр ВН	0.04	0.06	0				11	7	217
ЛЭП	6	7	Рус НН2 - Центр ВН	0.04	0.06	0				1	2	31

Продолжение таблицы 16

Тр-р	7	8	Центр ВН - Центр НН1	0.25	5.1	92.6	0.286			1	3	52
Тр-р	7	9	Центр ВН - Центр НН2	0.25	5.1	92.6	0.286			4	2	72
Выкл	8	10	Центр НН1 - Центр Г1							7	5	479
Выкл	8	11	Центр НН1 - Центр Г2									
Выкл	9	12	Центр НН2 - Центр Г3									
Выкл	9	13	Центр НН2 - Центр Г4							7	3	415
Выкл	9	14	Центр НН2 - Центр Г5									
ЛЭП	7	23	Центр ВН - Отп.1 Океанар	0.83	0.35					4	2	66
ЛЭП	7	24	Центр ВН - Отп.2 Океанар	0.83	0.35					4	2	66
ЛЭП	23	15	Отп.1 Океанар - Океанар ВН	1.72	2.86					4	2	70
ЛЭП	24	15	Отп.2 Океанар - Океанар ВН	1.72	2.86					4	2	70
ЛЭП	23	20	Отп.1 Океанар - Коммунал ВН	0.78	1.3							4
ЛЭП	24	20	Отп.2 Океанар - Коммунал ВН	0.78	1.3							4
Тр-р	15	16	Океанар ВН - Океанар НН1	0.45	8.4	65.2	0.286			4	4	91
Тр-р	15	17	Океанар ВН - Океанар НН2	0.45	8.4	65.2	0.286			4	0	62
Выкл	16	18	Океанар НН1 - Океанар Г1							7	5	474
Выкл	17	19	Океанар НН2 - Океанар Г2							7	1	381
Тр-р	20	21	Коммунал ВН - Коммунал НН1	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
Тр-р	20	22	Коммунал ВН - Коммунал НН2	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
ЛЭП	5	38	Рус НН1 - Отп.2 Зел	0.39	0.53					-11	-5	194
ЛЭП	38	26	Отп.2 Зел - Зел ВН2	0.01	0.01							
ЛЭП	6	33	РусНН2 - Эгерш ВН1	2.76	3.92							
ЛЭП	34	37	Эгерш ВН2 - Отп.1 Зел	2.97	4					-2	-1	35
ЛЭП	37	25	Отп.1 Зел - Зел ВН1	0.01	0.01					-2	-1	35
ЛЭП	37	29	Отп.1 Зел - КЭТ ВН	0.53	0.57							
ЛЭП	38	29	Отп.2 Зел - КЭТ ВН	0.51	0.59					-11	-5	194
Тр-р	25	27	Зел ВН1 - Зел НН1	4.6	31.9	22.5	0.18			-2	-1	35
Тр-р	26	28	Зел ВН2 - Зел НН2	4.6	31.9	22.5	0.18					
Тр-р	29	30	КЭТ ВН - КЭТ НН1	3.4	27.6	28.2	0.18			-1		20
Тр-р	29	31	КЭТ ВН - КЭТ НН2	1.8	18.4	42.6	0.18			-2	-1	30
Тр-р	29	32	КЭТ ВН - КЭТ НН3	1.8	18.4	42.6	0.18			-2	-1	31
ЛЭП	33	42	Эгерш ВН1 - Бур СН1	1.08	0.62					9	4	149

Продолжение таблицы 16

ЛЭП	34	43	Эгерш ВН2 - Бур СН2	1.12	0.64	0	0			6	3	94
Тр-р	33	35	Эгерш ВН1 - Эгерш НН1	0.88	10.1	59.23	0.171			-9	-4	149
Тр-р	34	36	Эгерш ВН2 - Эгерш НН2	0.88	10.1	59.23	0.171			-4	-2	59
Тр-р	39	40	Бур ВН - Бур Т1	0.8	35.5	18.15	1			-17	-9	91
Тр-р	39	41	Бур ВН - Бур Т2	0.8	35.5	18.2	1			-17	-9	91
Тр-р	40	42	Бур Т1 - Бур СН1	0.8	22.3	18.2	0.324	9	5	-9	-5	49
Тр-р	41	43	Бур Т2 - Бур СН2	0.8	22.3	18.2	0.324	9	5	-6	-3	31
Тр-р	40	44	Бур Т1 - Бур НН	0.8		18.2	0.055			-8	-3	41
Тр-р	41	44	Бур Т2 - Бур НН	0.8		18.2	0.055			-11	-5	59
Выкл	5	6	Рус НН1 - Рус НН2									
Выкл	8	9	Центр НН1 - Центр НН2									
Выкл	16	17	Океанар НН1 - Океанар НН2									
Выкл	21	22	Коммунал НН1 - Коммунал НН2									
Выкл	27	28	Зел НН1 - Зел НН2							-1		77
Выкл	30	31	КЭТ НН1 - КЭТ НН2							-1	96	9.031
Выкл	31	32	КЭТ НН2 - КЭТ НН3							-1	-97	9.091
Выкл	33	34	Эгерш ВН1 - Эгерш ВН2									
Выкл	35	36	Эгерш НН1 - Эгерш НН2									
Выкл	42	43	Бур СН1 - Бур СН2									
ЛЭП	29	45	КЭТ ВН - Остр ВН	4.14	2.81					-3	-1	56
ЛЭП	29	45	КЭТ ВН - Остр ВН	4.14	2.81					-3	-1	56
Тр-р	45	46	Остр ВН - Остр НН1	1.4	14.6	46.3	0.177	4	3	-3	-1	56
Тр-р	45	47	Остр ВН - Остр НН2	1.4	14.6	46.3	0.177	4	3	-3	-1	56
Выкл	46	47	Остр НН1 - Остр НН2									

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП нормального режима для варианта №1.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25_ДДТН	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	217	217	ВН	525	700.875	31.0
6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	31	31	ВН	525	700.875	4.5
7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	66	66	ВН	230	307.05	21.4
7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	66	66	ВН	230	307.05	21.4
23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	70	70	ВН	230	307.05	22.8
24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	70	70	ВН	230	307.05	22.8
23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	230	307.05	1.4
24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	230	307.05	1.4
5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	194	194	ВН	275	367.125	52.7
38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2			ВН	275	367.125	
6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1			ВН	275	367.125	
34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	35	35	ВН	265	353.775	9.8
37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	35	35	ВН	265	353.775	9.8
37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН			ВН	346	461.91	
38	29	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН	194	194	ВН	346	461.91	41.9
33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	149	149	ВН	440	587.4	25.4
34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	94	94	ВН	440	587.4	16.0
29	45	КЭТ ВН - Остров ВН	56	56	ВН	195	260.325	21.6
29	45	КЭТ ВН - Остров ВН	56	56	ВН	195	260.325	21.6

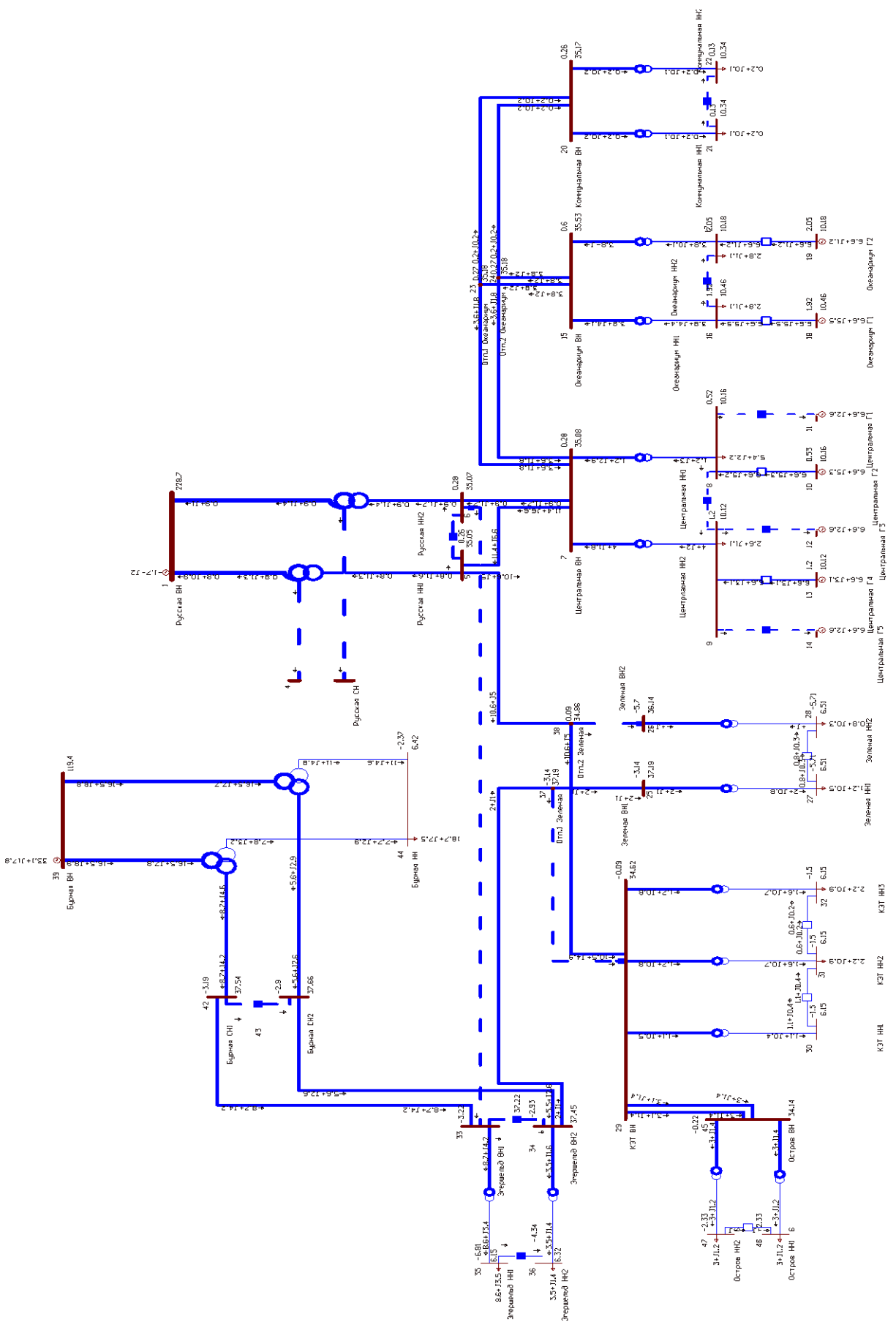


Рисунок 7 – Схема потокораспределения нормального режима для варианта развития сети №1.

Анализ нормального режима

Расчет нормального режима показал, что отклонения напряжения, согласно постановлению Правительства РФ №937 [13], не превышают предельно допустимые значения.

По таблице 17 видно, что токовая загрузка также находится в нормальных пределах и не превышает 100%. Максимальная загрузка приходится на линию «Русская НН1-Отп.2 Зеленая». Загрузка составляет 52,7%.

На проектируемой подстанции «Остров», отклонение напряжения составляет -2,45 %, а линии загружены на 21,6%.

Чтобы рассчитать послеаварийный режим, отключим самую загруженную линию, а также одну линию ПС «Остров». Так мы оценим состояние работы новой подстанции в случае аварийной ситуации.

Узлы и ветви послеаварийного режима для варианта развития сети на напряжение 35 кВ, показаны в таблицах 18, 19. Схема потокораспределения представлена на рисунке 8.

Таблица 18 – Узлы послеаварийного режима для варианта №1.

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Русская ВН	220	1			-1.7	-2.0	228.7	-10	10	228.7	0	3.9
Нагр	2	Русская АТ1	220	1								229.6	0.70	4.3
Нагр	3	Русская АТ2	220	1								229.6	0.70	4.3
Нагр	4	Русская СН	110	1										
Нагр	5	Русская НН1	35	1								35.23	1.98	0.6
Нагр	6	Русская НН2	35	1								35.23	1.98	0.6
Нагр	7	Центральная ВН	35	1								35.24	2.00	0.6
Нагр	8	Центральная НН1	10	1	5.4	2.2						10.16	2.25	1.6
Нагр	9	Центральная НН2	10	1	2.6	1.1						10.12	2.92	1.2
Ген	10	Центральная Г1	10	1			6.6	5.2	10.16	-10	10	10.16	2.26	1.6
Ген	11	Центральная Г2	10	1			6.6	2.6	10.16	-10	10			
Ген	12	Центральная Г3	10	1			6.6	2.6	10.12	-10	10			
Ген	13	Центральная Г4	10	1			6.6	3.1	10.12	-10	10	10.12	2.93	1.2
Ген	14	Центральная Г5	10	1			6.6	2.6	10.12	-10	10			
Нагр	15	Океанариум ВН	35	1								35.64	2.38	1.8
Нагр	16	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1						10.46	3.70	4.6
Нагр	17	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1						10.18	3.82	1.8
Ген	18	Океанариум Г1	10	1			6.6	5.5	10.46	-10	10	10.46	3.70	4.6
Ген	19	Океанариум Г2	10	1			6.6	1.2	10.18	-10	10	10.18	3.83	1.8
Нагр	20	Коммунал. ВН	35	1								35.33	2.00	0.9
Нагр	21	Коммунал. НН1	10	1	0.2	0.1						10.38	1.87	3.8
Нагр	22	Коммунал. НН2	10	1	0.2	0.1						10.38	1.87	3.8
Нагр	23	Отп.1 Океанар.	35	1								35.34	2.00	0.9
Нагр	24	Отп.2 Океанар.	35	1								35.34	2.00	0.9
Нагр	25	Зеленая ВН1	35	1								34.40	-6.43	-1.7
Нагр	26	Зеленая ВН2	35	1								33.27	-9.43	-4.9
Нагр	27	Зеленая НН1	6	1	1.2	0.5						5.99	-9.43	-0.1
Нагр	28	Зеленая НН2	6	1	0.8	0.3						5.99	-9.43	-0.1
Нагр	29	КЭТ ВН	35	1								34.16	-6.60	-2.24

Продолжение таблицы 18

Нагр	30	КЭТ НН1	6	1								6.06	-8.04	1.0
Нагр	31	КЭТ НН2	6	1	2.2	0.9						6.06	-8.04	1.0
Нагр	32	КЭТ НН3	6	1	2.2	0.9						6.06	-8.04	1.0
Нагр	33	Эгершельд ВН1	35	2								36.86	-4.11	5.3
Нагр	34	Эгершельд ВН2	35	2								36.21	-4.91	3.4
Нагр	35	Эгершельд НН1	6	2	8.6	3.45						6.09	-7.77	1.4
Нагр	36	Эгершельд НН2	6	2	3.5	1.4						6.11	-6.43	1.7
Нагр	37	Отп.1 Зеленая	35	1								34.40	-6.43	-1.7
Нагр	38	Отп.2 Зеленая	35	1								34.16	-6.60	-2.24
База	39	Бурная ВН	110	2			33.1	17.8	119.4	-1000	1000	119.4		8.5
Нагр	40	Бурная Т1	110	2								115.7	-3.25	5.2
Нагр	41	Бурная Т2	110	2								115.6	-3.23	5.1
Нагр	42	Бурная СН1	35	2								37.19	-4.07	6.2
Нагр	43	Бурная СН2	35	2								36.87	-4.85	5.3
Нагр	44	Бурная НН	10	2	18.7	7.5						6.36	-3.23	6.0
Нагр	45	Остров ВН	35	3								33.17	-6.87	-5.2
Нагр	46	Остров НН1	6	3	3	1.2						5.98	-9.11	-0.26
Нагр	47	Остров НН2	6	3	3	1.2						5.98	-9.11	-0.26

Таблица 19 – Ветви послеаварийного режима для варианта №1.

Тип	N нач	N кон	Название	R	X	B	Кт/г	N анц	БД анц	P нач	Q нач	I max
Тр-р	1	2	Рус ВН – Рус АТ1	1.4	104	6	1			6	2	16
Тр-р	1	3	Рус ВН - Рус АТ2	1.4	104	6	1			6	2	16
Тр-р	2	4	Рус АТ1 - Рус СН	1.4		6	0.526					
Тр-р	3	4	Рус АТ2 - Рус СН	1.4		6	0.526					
Тр-р	2	5	Рус АТ1 - Рус НН1	1.4	195	6	0.152			6	2	16
Тр-р	3	6	Рус АТ2 - Рус НН2	1.4	195	6	0.152			6	2	16
ЛЭП	5	7	Рус НН1 - Центр ВН	0.04	0.06					6	3	109
ЛЭП	6	7	Рус НН2 - Центр ВН	0.04	0.06					6	3	109

Продолжение таблицы 19

Гр-р	7	8	Центр ВН - Центр НН1	0.25	5.1	92.6	0.286			1	2	35
Гр-р	7	9	Центр ВН - Центр НН2	0.25	5.1	92.6	0.286			4	1	66
Выкл	8	10	Центр НН1 - Центр Г1							7	4	442
Выкл	8	11	Центр НН1 - Центр Г2									
Выкл	9	12	Центр НН2 - Центр Г3									
Выкл	9	13	Центр НН2 - Центр Г4							7	2	392
Выкл	9	14	Центр НН2 - Центр Г5									
ЛЭП	7	23	Центр ВН - Отп.1 Океанар	0.83	0.35					4	1	62
ЛЭП	7	24	Центр ВН - Отп.2 Океанар	0.83	0.35					4	1	62
ЛЭП	23	15	Отп.1 Океанар - Океанар ВН	1.72	2.86					4	1	66
ЛЭП	24	15	Отп.2 Океанар - Океанар ВН	1.72	2.86					4	1	66
ЛЭП	23	20	Отп.1 Океанар - Коммунал ВН	0.78	1.3							4
ЛЭП	24	20	Отп.2 Океанар - Коммунал ВН	0.78	1.3							4
Гр-р	15	16	Океанар ВН - Океанар НН1	0.45	8.4	65.2	0.286			4	4	85
Гр-р	15	17	Океанар ВН - Океанар НН2	0.45	8.4	65.2	0.286			4	-1	62
Выкл	16	18	Океанар НН1 - Океанар Г1							7	5	456
Выкл	17	19	Океанар НН2 - Океанар Г2							7	1	377
Гр-р	20	21	Коммунал ВН - Коммунал НН1	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2			4
Гр-р	20	22	Коммунал ВН - Коммунал НН2	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2			4
ЛЭП	5	38	Рус НН1 - Отп.2 Зел	0.39	0.53							
ЛЭП	38	26	Отп.2 Зел - Зел ВН2	0.01	0.01							
ЛЭП	6	33	РусНН2 - Эгерш ВН1	2.76	3.92							
ЛЭП	34	37	Эгерш ВН2 - Отп.1 Зел	2.97	4					-13	-7	236
ЛЭП	37	25	Отп.1 Зел - Зел ВН1	0.01	0.01					-2	-1	38
ЛЭП	37	29	Отп.1 Зел - КЭТ ВН	0.53	0.57					-11	-5	198
ЛЭП	38	29	Отп.2 Зел - КЭТ ВН	0.51	0.59							
Гр-р	25	27	Зел ВН1 - Зел НН1	4.6	31.9	22.5	0.18			-2	-1	38
Гр-р	26	28	Зел ВН2 - Зел НН2	4.6	31.9	22.5	0.18					
Гр-р	29	30	КЭТ ВН - КЭТ НН1	3.4	27.6	28.2	0.18			-1		21
Гр-р	29	31	КЭТ ВН - КЭТ НН2	1.8	18.4	42.6	0.18			-2	-1	31
Гр-р	29	32	КЭТ ВН - КЭТ НН3	1.8	18.4	42.6	0.18			-2	-1	31
ЛЭП	33	42	Эгерш ВН1 - Бур СН1	1.08	0.62					9	4	151

Продолжение таблицы 19

ЛЭП	34	43	Эгерш ВН2 - Бур СН2	1.12	0.64					17	8	297
Гр-р	33	35	Эгерш ВН1 - Эгерш НН1	0.88	10.1	59.23	0.171			-9	-4	151
Гр-р	34	36	Эгерш ВН2 - Эгерш НН2	0.88	10.1	59.23	0.171			-4	-2	61
Гр-р	39	40	Бур ВН - Бур Т1	0.8	35.5	18.15	1			-22	-13	124
Гр-р	39	41	Бур ВН - Бур Т2	0.8	35.5	18.2	1			-22	-13	124
Гр-р	40	42	Бур Т1 - Бур СН1	0.8	22.3	18.2	0.324		5	-9	-5	49
Гр-р	41	43	Бур Т2 - Бур СН2	0.8	22.3	18.2	0.324		5	-17	-9	97
Гр-р	40	44	Бур Т1 - Бур НН	0.8		18.2	0.055			-14	-6	74
Гр-р	41	44	Бур Т2 - Бур НН	0.8		18.2	0.055			-5	-2	27
Выкл	5	6	Рус НН1 - Рус НН2									
Выкл	8	9	Центр НН1 - Центр НН2									
Выкл	16	17	Океанар НН1 - Океанар НН2									
Выкл	21	22	Коммунал НН1 - Коммунал НН2									
Выкл	27	28	Зел НН1 - Зел НН2							-1		83
Выкл	30	31	КЭТ НН1 - КЭТ НН2							-1		113
Выкл	31	32	КЭТ НН2 - КЭТ НН3							-1		56
Выкл	33	34	Эгерш ВН1 - Эгерш ВН2									
Выкл	35	36	Эгерш НН1 - Эгерш НН2									
Выкл	42	43	Бур СН1 - Бур СН2									
ЛЭП	29	45	КЭТ ВН - Остр ВН	4.14	2.81							
ЛЭП	29	45	КЭТ ВН - Остр ВН	4.14	2.81					-6	-3	116
Гр-р	45	46	Остр ВН - Остр НН1	1.4	14.6	46.3	0.177	5	3	-3	-1	58
Гр-р	45	47	Остр ВН - Остр НН2	1.4	14.6	46.3	0.177	5	3	-3	-1	58
Выкл	46	47	Остр НН1 - Остр НН2									

Таблица 20 – Токовая нагрузка ЛЭП послеаварийного режима для варианта №1.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25_ДДТН	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН
5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	109	109	ВН	525	700.875	15.6
6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	109	109	ВН	525	700.875	15.6
7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	62	62	ВН	230	307.05	20.3
7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	62	62	ВН	230	307.05	20.3
23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	66	66	ВН	230	307.05	21.6
24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	66	66	ВН	230	307.05	21.6
23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	230	307.05	1.4
24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	230	307.05	1.4
5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая			ВН	275	367.125	
38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2			ВН	275	367.125	
6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1			ВН	275	367.125	
34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	236	236	ВН	265	353.775	66.6
37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	38	38	ВН	265	353.775	10.7
37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН	198	198	ВН	346	461.91	42.8
38	29	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН			ВН	346	461.91	
33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	151	151	ВН	440	587.4	25.7
34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	297	297	ВН	440	587.4	50.5
29	45	КЭТ ВН - Остров ВН			ВН	195	260.325	
29	45	КЭТ ВН - Остров ВН	116	116	ВН	195	260.325	44.4

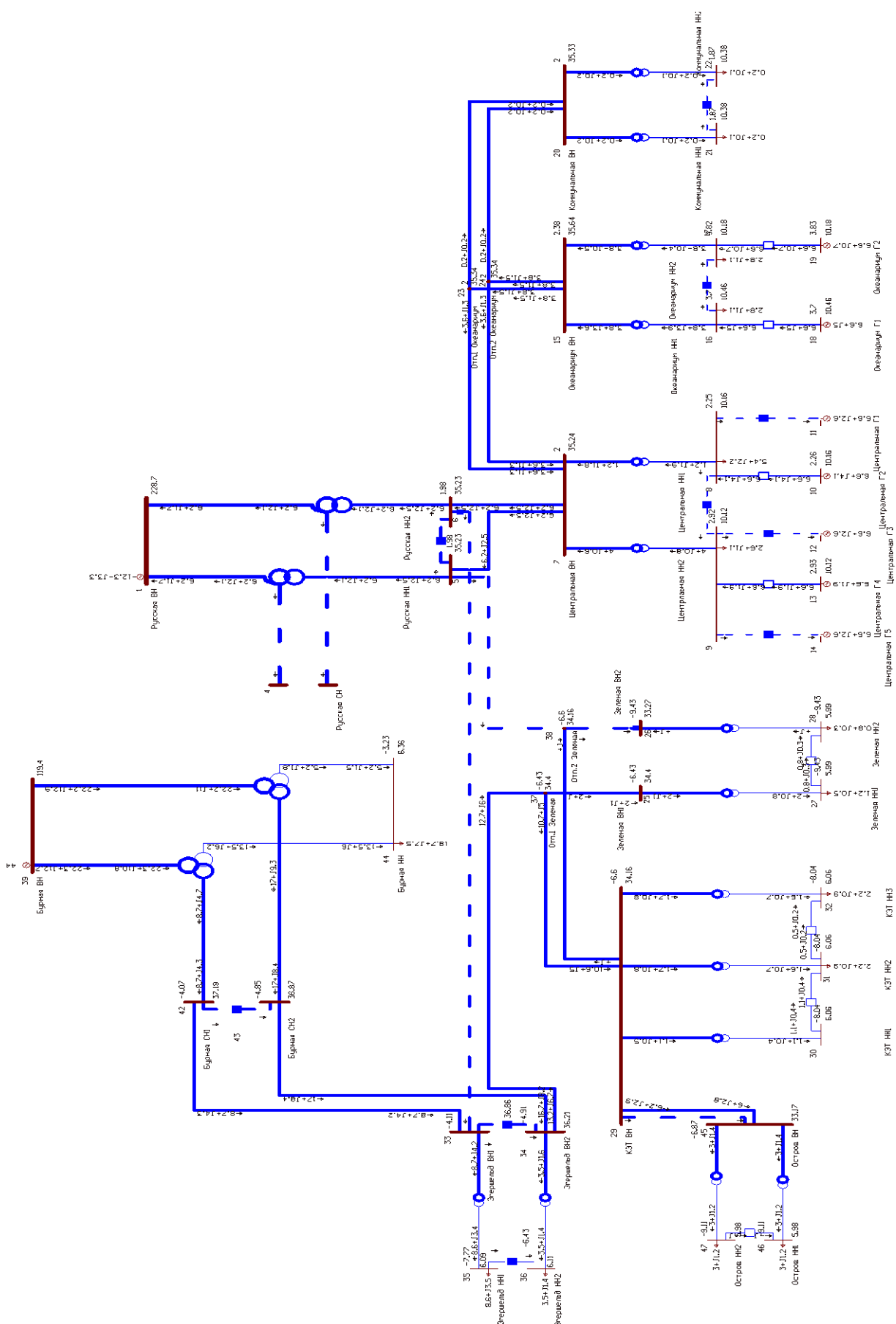


Рисунок 8 – Схема потокораспределения аварийного режима для варианта развития сети №1.

Анализ послеаварийного режима

В послеаварийном режиме, даже при отключении линий, все показатели находятся в пределах нормы и не превышают предельно допустимые значения $\pm 10\%$.

В таблице 20 показано, что максимальная загрузка приходится на линию «Эгершельд ВН2-Отп.1 Зеленая». Ее загрузка составляет 66,7%.

На ПС «Остров», где осуществлялось отключение одной из линий, показатели также в норме. Отклонение напряжения от допустимого составило всего -5,24%, а токовая загрузка линии – 44,4%.

4.3 Расчет режима для варианта 2

Подробный расчет варианта №2 и варианта №2 (Оптимизированный) представлен в приложении Е.

Анализ нормального режима

Расчет нормального режима показал, что отклонения напряжения находятся в допустимых значениях и не превышает $\pm 10\%$.

Токовая загрузка также находится в нормальных пределах и не превышает 100%. Линия «Русская ВН1-Отп.2 Зеленая» загружена на 56,2%, и она является максимально загруженной.

Отклонение напряжение на проектируемой подстанции «Остров» составляет -0,66%. Загрузка двухцепной линии линий «КЭТ НН4-Остров ВН» и «КЭТ НН5-Остров ВН» равна 31,5%.

Для послеаварийного режима отключим самую загруженную линию и одну линию ПС «Остров». Этим действием проверим состояние работы новой подстанции в случае аварии.

Анализ послеаварийного режима

Максимальное отклонение напряжения от номинального находится на шине низкого напряжения ПС «Остров». Отклонение составляет -9,04%.

Максимальная загрузка приходится на линию «Эгершельд ВН2-Отп.2 Зеленая». Процент загрузки составил 72,7%.

На ПС «Остров», где осуществлялось отключение одной из линий, показатели не выходят за рамки допустимых. Отклонение напряжения от допустимого составило -9,04% на низкой стороне, а токовая загрузка линии – 68,8%.

4.4 Расчет дополнительного режима для варианта 2

Помимо рассчитанных выше режимов, основанных на основе существующих, рассмотрим дополнительный вариант оптимизации режимной схемы.

Разделим ПС «КЭТ» на две секции, переключив существующую нагрузку на ПС «Бурная», а нагрузка проектируемой подстанции ПС «Остров» подключим к ПС «Русская». Этим решением мы задействуем линию «Эгершельд – КЭТ с отпайкой на Зеленая», которая ранее в нормальном режиме была отключена. Секционный выключатель между двумя шинами высокого напряжения ПС «КЭТ» в нормальном режиме отключаем.

Анализ нормального режима

Нормальный режим данного варианта показал, что отклонений напряжения больше $\pm 10\%$ в данной сети не наблюдается.

Токовая загрузка ЛЭП не превышает 100%. Самой загруженной линией является «Русская НН1-Отп.2 Зеленая». Ее загрузка составляет 33,9%.

Отклонение напряжения на проектируемой подстанции составляет -1,26%, а линии «КЭТ НН4-Остров ВН» и «КЭТ НН5-Остров ВН» загружены на 31,8%.

Анализ послеаварийного режима

В послеаварийном режиме отклонения напряжения также соответствуют требованиям постановления №937 и не превышают допустимое значение. Максимальный процент загрузки линии «Эгершельд ВН2-Отп.2 Зеленая» 72,6%.

Максимальное отклонение напряжения наблюдается на низкой стороне ПС «Остров» и составляет -8,98 %. Полученная токовая загрузка линии составила 68,8%.

Рассмотрев результаты полученных режимов, можно с уверенностью сказать, что вариант развития сети на 35 кВ показывает себя лучше остальных. В этом варианте меньше потерь, чем в варианте развития на 20 кВ.

Сравнивая варианты на 20 кВ (существующий режим и оптимизированный режим) с точки зрения значений отклонения напряжения, а также загрузок линий, оптимизированный режим показал себя с лучшей стороны.

Однако сопоставляя существующий режим с оптимизированным, суммарные потери в оптимизированном режиме будут выше. Это значит вариант №2 на основе существующего режима, более предпочтителен в дальнейшей перспективе.

Для расчета капиталовложений будут сравниваться варианты 35 кВ и 20 кВ на основе существующего режима.

Схемы потокраспределения нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов представлены на листе 3,4,5 графической части.

5 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ И СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

5.1 Расчет капитальных вложений

Технико-экономический расчет в выпускной квалификационной работе делается для обоснования рентабельности представленных вариантов развития. В большинстве случаев при расчете используется метод приведенных затрат. Стоимостные показатели, приведенные в справочном материале, даны в ценах 2000 года [27]. Чтобы показатели цен были схожими с ценами на момент выполнения проекта, воспользуемся коэффициентом инфляции. Он равен значению $k_{инф} = 5,64$.

Технический перечень устройств для представленных вариантов развития сети показан в таблице 21:

Таблица 21 – Технический перечень представленных вариантов.

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Кол-во тр-ов, шт.	Кол-во выкл, шт.	Длина воздушной линии, км	Длина кабельной линии, км
1	35	2	2	10,62	0,87
2	20	4	2	10,62	0,87

Чтобы сравнить данные варианты необходимо рассчитать общие капиталовложения, амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, расчет потерь, а также среднегодовые затраты. Наиболее рентабельный вариант станет основным.

Общие капиталовложения охватывают в себя расчет капиталовложений на строительство подстанций и расчет капиталовложений на сооружение линий.

Общие капиталовложения определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (24)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения на строительство подстанции;

$K_{ЛЭП}$ – капиталовложение на строительство линий электропередач.

Капиталовложение подстанции включает в себя следующее:

- затраты на силовые трансформаторы;
- затраты на устройства компенсации реактивной мощности;
- затраты на установку открытого или закрытого распределительного устройства;
- постоянные затраты (благоустройство территории, различные сооружения, земельная стоимость).

Стоимость капиталовложений подстанций находится:

$$K = K_{PY} + K_{TP} + K_{KY} + K_{пост}, \quad (25)$$

где K_{PY} – капиталовложения на строительство распределительного устройства;

K_{TP} – капиталовложения на приобретение и монтаж силовых трансформаторов;

K_{KY} – капиталовложения на приобретение и монтаж устройств компенсации;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на выделенные нужды;

Стоимость капиталовложений на сооружение линии напрямую зависит от номинального напряжения и находится следующим образом:

$$K_{ЛЭП} = K_{уд} + L, \quad (26)$$

где $K_{ЛЭП}$ – удельная стоимость одного километра линии на выбранное напряжение;

L – длина линии, км;

Полный расчет приведен в приложении В.

Стоимостные характеристики силовых трансформаторов приведены в таблице 22:

Таблица 22 – Стоимость трансформаторов.

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Марка трансформатора	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
1	35	ТМН-6300/35	2	2 200
2	20	ТМН-6300/35	2	2 200
		ТМН-6300/20	2	1 650

Затраты на ОРУ представлены в таблице 23:

Таблица 23 – Стоимость РУ.

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Наименование подстанции	Схема РУ	Стоимость, тыс. руб.
1	35	Остров	35-4Н	5 100
2	20	Остров	20-4Н	3 900

Постоянные затраты показаны в таблице 24:

Таблица 24 – Стоимость постоянных затрат.

Номер варианта	Номинальное напряжение, кВ	Наименование подстанции	Схема РУ	Стоимость, тыс. руб.
1	35	Остров	35-4Н	2 400
2	20	Остров	20-4Н	1 800

Суммарные вложения капитала на строительство подстанции показаны в таблице 25:

Таблица 25 – Общие капиталовложения.

Номер варианта	К _{ПС} , тыс. руб.	К _{ЛЭП} , тыс. руб.	К, тыс. руб.
1	76 701,92	69 227,15	145 979,07
2	87 924,92	30 106,43	118 031,35

Амортизационные отчисления – это последовательное погашение суммы основных фондов предприятия оборудования, которые изнашиваются в процессе работы и времени. Формула нахождения равна:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (27)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы, рассматриваемый для конкретного оборудования, принимаемое значение для подстанций 20 лет, для линий электропередачи 25 лет.

Результаты расчета амортизационных отчислений показаны в таблице 26:

Таблица 26 – Амортизационные отчисления.

Номер варианта	И _{АМ ПС} , тыс. руб.	И _{АМ ЛЭП} , тыс. руб.	И _{АМ} , тыс. руб.
1	3 835	4 618	8 434
2	4 396	2 007	6 403

Эксплуатационные затраты представляет собой затраты на обеспечение работоспособности устройств на протяжении его срока эксплуатации. Находится по следующему выражению:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + \alpha_{\text{ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (28)$$

где $\alpha_{\text{ВЛ}}$ – ежегодная плата на ремонт по пользование ЛЭП, принимаемый коэффициент 0,0085 [27];

$\alpha_{\text{ПС}}$ – ежегодная плата на ремонт по пользование ПС, принимаемый коэффициент 0,05 [27].

Результаты расчета эксплуатационных затрат показаны в таблице 27:

Таблица 27 – Эксплуатационные затраты.

Номер варианта	$I_{\text{ЭКС ПС}}$, тыс. руб.	$I_{\text{ЭКС ЛЭП}}$, тыс. руб.	$I_{\text{ЭКС}}$, тыс. руб.
1	3 835	589	4 424
2	4 396	256	4 652

Потери электроэнергии определяются по выражению:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (29)$$

где ΔW – потери электроэнергии в рассматриваемом режиме, кВтч;

C_0 – технологический расход по передаче электроэнергии, принимаем значение 3,04 согласно нынешнему тарифу электроэнергии [11].

Результаты расчета потерь приведены в таблице 28:

Таблица 28 – Расчет потерь.

Номер варианта	$I_{\Delta W}$, тыс. руб.
1	2 696,53
2	4 097,74

Среднегодовые затраты для проектируемых вариантов находятся по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (30)$$

где E – коэффициент эффективности инвестиций, принимается значение 0,1 согласно ставке рефинансирования Центробанком РФ;

C_0 – общие капиталовложения;

I – издержки.

Результаты расчета среднегодовых затрат приведены в таблице 29:

Таблица 29 – Среднегодовые затраты.

Номер варианта	З, тыс.руб.
1	30 171,96
2	26 956,36

Благодаря расчету технико-экономических показателей выяснилось, что:

- общие затраты варианта на 35 кВ (Вариант №1) выше на 19,16 % по сравнению с вариантом на 20 кВ (Вариант №2);

- амортизационные отчисления на 24,25 % дешевле в варианте на 20 кВ (Вариант №2);

- затраты на суммарные потери на 34,19% ниже в варианте на 35 кВ (Вариант №1);

- среднегодовые расходы варианта на 20 кВ (Вариант №2) дешевле первого на 10,66 %.

Несмотря на то, что вариант сети с напряжением 20 кВ требует установку дополнительного оборудования на уже существующей подстанции «КЭТ», такой вариант развития сети обойдется значительно дешевле, чем вариант с напряжением 35 кВ. Поэтому выбираем этот вариант как основной.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Общие сведения

Для дальнейшего выбора оборудования, а также расчета уставок и оценки действия релейной защиты и автоматики требуется расчет токов короткого замыкания. Чтобы рассчитать токи КЗ воспользуемся комплексом RastrKZ. Он основывается на платформе ПВК RastrWin3.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПВК RastWin. Основной является сеть прямой последовательности. Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной, и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам. Данные по несимметрии задаются как дополнение к данным электрической сети. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия».

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой обратной и нулевой последовательностей [10].

6.2 Определение параметров элементов для расчета в ПВК RastrWin3

Для начала покажем установленное генерирующее оборудование, которое установлено на мини-ТЭЦ «Центральная», «Океанариум» и «Северная». По паспортным данным оборудования, указанных в таблице 30, найдем сопротивление ГТУ, необходимое для расчетов токов короткого замыкания в ПВК RastrWin3.

Таблица 30 - Паспортные данные ГТУ.

Название величины	Название ГТУ
	Kawasaki GRB 70D
Активная мощность, P (МВт)	6,6
Косинус угла φ , $\cos\varphi$	0,8

Полная мощность, S (МВА)	7,5
Номинальное напряжение, U _{ном} (кВ)	6,3
Номинальный ток, I _{ном} (А)	0,68
Продольное сверхпереходное реактивное сопротивление, x'' _d	0,1208

Сопротивление генератора находится по следующей форме:

$$x_c = x_d'' \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_n}, \quad (31)$$

где x_d'' – переходное сопротивление генератора;

$U_{ср. ном}$ – среднее номинальное напряжение;

S_n – номинальная мощность генератора.

ЭДС генератора находится по следующей формуле:

$$E = x_d'' \cdot U_{ном}, \quad (32)$$

где E_d'' – переходная ЭДС генератора;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

Для расчета сопротивления системы используется следующая формула:

$$x_c'' = \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{КЗ}}, \quad (33)$$

где $U_{ср. ном}$ – среднее номинальное напряжение;

$S_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания, принимается значение из таблице токов короткого замыкания Приморского края [25].

Для расчета ЭДС системы используется следующая формула:

$$E = x_c'' \cdot U_{ном}, \quad (34)$$

В нашем случае, однофазные короткие замыкания не рассчитываются, так как нейтраль изолирована. Теперь, когда все параметры известны, можно проводить расчет в ПВК RastrWin3.

6.3 Результаты расчета

Рассчитанные токи КЗ на стороне высокого и низкого напряжения на ПС «Остров» приведены в таблицах 29 и 30.

Таблица 30 – Токи КЗ на высокой стороне.

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1ф	47	0		0		0	
1	1	2ф	47	6,328	-65,47	-6,328	-65,47	0	
1	1	3ф	47	12,698	-65,38	0		0	

Таблица 31 – Токи КЗ на низкой стороне.

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1ф	48	0		0		0	
1	1	2ф	48	8,513	-76,83	-8,513	-76,83	0	
1	1	3ф	48	17,052	-76,80	0		0	

Узнав значение токов короткого замыкания на высокой и низкой стороне напряжения проектируемой подстанции «Остров», можно преступать к выбору оборудования РУ.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор и проверка выключателей

В наше время существует множество различных выключателей, отличающихся по параметрам, конструкции и исполнению. В данной выпускной работе принимаются вакуумные выключатели.

Чтобы выбрать выключатель по номинальному напряжению, должно соблюдаться следующие условия:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст.ном}}, \quad (35)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установки.

Условие выбора по номинальному току соблюдается следующим образом:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (36)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток присоединения;

Условие динамической устойчивости соблюдается в таком виде:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (37)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимальное амплитудное значение сквозного тока аппарата;

Заранее выбранный выключатель проверяется по отключающей способности, по термической и динамической стойкости токов КЗ.

Для высокой стороны напряжением 20 кВ выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-20-16/800 У2.

Проверка по термической стойкости проводится по следующей формуле:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (38)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени апериодической составляющей тока короткого замыкания, принимаемое значение 0,02 секунды.

Чтобы найти время отключения, воспользуемся следующей формулой:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ос}}, \quad (39)$$

где $t_{\text{рз}}$ – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, принимаемое значение 2,5 с.

Готовое решение проверки по термической стойкости имеет вид:

$$B_k = 12,689^2 \cdot (2,585 + 0,02) = 419,433 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе рассчитывается по формуле:

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (40)$$

где β_H – номинальное значение апериодической составляющей в отключаемом токе, принимаемое значение 40%;

$I_{\text{откл}}$ – отключающий ток выключателя, принимаемое значение 16 кА.

$$i_{\text{аном}} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot \left(1 + \frac{30}{100}\right) = 31,678 \text{ кА}. \quad (41)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}, \quad (42)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 12,689 = 17,945 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока выполняется по формуле:

$$i_{y\partial} = I_{ПО} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{y\partial}, \quad (43)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, принимаемое значение 1,608.

$$i_{y\partial} = 12,689 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,608 = 28,885 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{PM} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (44)$$

где S – потребляемая мощность ПС.

$$I_{PM} = \frac{\sqrt{6^2 + 2,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 20} = 187 \text{ А}.$$

Расчетные результаты и каталожные данные выключателя показаны в таблице 32:

Таблица 32 – Выбор выключателя ВВ/TEL-20-16/800 У2.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 800 \text{ А}$	$I_{PMAX} = 187 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,885 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$W_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 419,433 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

$I_{ВКЛ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 12,689 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 16 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 12,689 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 31,786 \text{ кА}$	$i_{At} = 17,945 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

Результаты показали, что выбранный выключатель проходит по параметрам. Принимаем его к установке.

Аналогичным методом, который описан выше, находится выключатель на низкой стороне напряжением 6 кВ. Выбираем выключатель ВВ/TEL-6-31,5/2000 У2. Сравнение расчетных и каталожных данных приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор выключателя ВВ/TEL-6-31,5/2000 У2.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{РМАХ} = 622 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 38,777 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$В_K = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 757,458 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 17,052 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 17,052 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{АНОМ} = 62,367 \text{ кА}$	$i_{At} = 24,115 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

7.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей имеет схож по структуре на выбор выключателей, но без последующей проверки отключающей способности. Проверка не выполняется потому, что разъединители не предназначены для отключения под нагрузкой.

На высокой стороне напряжения выберем разъединитель РРЧЗ-20/630 У1.
Сравнение данных каталожных и расчетных данных показано в таблице 34.

Таблица 34 –Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{p\text{MAX}} = 187 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{дин}} = 250 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,885 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$B_K = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 419,433 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$B_K = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 419,433 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$

По результатам видно, что выбранный разъединитель соответствует необходимым условиям и принимается к установке.

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Чтобы уменьшить первичный ток до требуемых значений релейной защиты и измерительных приборов, используется трансформатор тока. Ток выбираемого трансформатора должен быть максимально приближен к рабочему току. Недогруз обмотки трансформатора влечет за собой значительное увеличение погрешностей.

Определяем нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (45)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – допустима загрузка трансформатора тока по классу точности.

Принимаем $Z_2 = R_2$ так как индуктивное сопротивление крайне мало. Согласно этому, находим вторичную нагрузку:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (46)$$

где $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов, Ом;

$R_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, Ом;

Перед выбором трансформаторов тока, стоит учитывать подключаемые измерительные приборы. Для вторичной нагрузки трансформатора тока выберем трехканальные амперметры (цифровые), счетчики активной и реактивной мощности, а также ваттметры, варметры. Полный перечень нагрузок трансформатора тока 20 кВ приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Перечень вторичной нагрузки трансформатора тока.

Подключаемая цепь	Название прибора	Количество приборов	Тип прибора	Нагрузка по фазам, В·А		
				А	В	С
Линия 20 кВ	Амперметр	4	ЦП 8501/10	7,5	-	7,5
	Счетчик комплексный	4	ION - 8600	7,5	-	7,5
Итого				15		15

Условие соблюдения требуемого класса точности выглядит следующим образом:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \Sigma(Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}), \quad (47)$$

Для высокой стороны напряжения выбираем трансформатор ТОЛ-20-2.
Формулы нагрузок на трансформатор тока:

$$r_{нагр} = \sum r_{приб} + r_{np} + r_k, \quad (48)$$

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (49)$$

где r_{np} – сопротивление выбранных проводов;

$Z_{2ном}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{приб}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к высокой стороне напряжения.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (50)$$

где $S_{приб}$ – потребляемая мощность приборов;

$I_{2н}$ – вторичный номинальный ток прибора, А.

$$r_{приб} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Принимаем переходное напряжение для контактов равное $R_k = 0,05$ Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (51)$$

где l – длина соединительного кабеля, зависящего от напряжения;

ρ – удельное сопротивление материала, в нашем случае принимаем алюминий, примажем значение 0,0283 Ом.

В таблице 36 приведена зависимость длин соединительных кабелей.

Таблица 36 – Длина соединительных кабелей в зависимости от класса напряжения.

Напряжение, кВ	Длина, м
20	40-60
6	6-10

Выбираем кабель АКРВГ с сечением жил 10 мм². Тогда выражение для нахождения сопротивления кабеля имеет следующий вид:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 40}{10} = 0,114 \text{ мм}^2 .$$

Сопротивление нагрузки найдем по формуле:

$$Z_2 = r_2 = 0,6 + 0,05 + 0,114 = 0,76 \text{ Ом} .$$

Расчетные и каталожные данные выбранного трансформатора тока представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение значений для трансформатора тока 20кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_p = 187 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,76 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 28,885 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 1452 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 419,433 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

Все условия соблюдены, трансформатор можно принимать к установке.

Для низкой стороны принимаем трансформатор тока ТОЛК-6-1. Перечень нагрузки на трансформатор тока 6 кВ представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Перечень вторичной нагрузки трансформатора тока.

Подключаемая цепь	Название прибора	Количество приборов	Тип прибора	Нагрузка по фазам, В·А		
				А	В	С
1	2	3	4	5	6	7
Трансформаторы	Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	-	1,5
	Ваттметр	2	ЦП 8506/10	0,3	-	0,3
	Варметр	2	ЦП 8506/10	0,3	-	0,3
	Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	-	1,5
Линия 10 кВ	Амперметр	9	ЦП 8501/10	3,5	-	3,5
	Счетчик комплексный	9	ION - 8600	3,5	-	3,5
ТСН	Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	-	1,0
	Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	-	1,0
Секционный выключатель	Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	-	0,5
Итого				13,1		13,1

Выбор кабеля и расчет его сопротивления выполнен аналогично по примеру расчета выше. Полный расчет представлен в приложении Г.

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Сравнение значений для трансформатора тока 6 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 800 \text{ А}$	$I_p = 622 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

$Z_{2\text{НОМ}} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,66 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 98 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 38,777 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 757,458 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

Все необходимые условия соблюдаются, значит трансформатор тока выбран, верно. Принимаем его к установке.

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Чтобы выбрать трансформаторы напряжения должны соблюдаться следующие условия:

- условия напряжения установки;
- условия схемы соединений и конструкции;
- условия класса точности;
- условия вторичной нагрузки.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (52)$$

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

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

Зачастую в сетях с небольшими токами на землю для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли устанавливают трехобмоточные трансформаторы напряжения с обязательным заземлением нулевой точки.

Чтобы проверить трансформатор напряжения на соответствие класса точности, требуется составить схему включения обмоток напряжения уставленных измерительных приборов и затем составить таблицу, благодаря которой можно определить расчетную нагрузку вторичной цепи.

Первичная обмотка измерительного трансформатора тока, включается в цепь высокого напряжения параллельно. Вторичная цепь также подключается включаются параллельно. По напряжению первичной обмотки можно выбрать изоляция первичной обмотки и вводы в аппарат. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно принимаем 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения небольшие. Как правило они обуславливаются от мощности трансформатора, но чаще они выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые в свою очередь размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

На высокую сторону напряжения выбираем трехфазную группу трансформатор напряжения – ЗНОЛ.06.4-20. На сторону низкого напряжения выбираем трёхфазный трансформатор напряжения – НАМИ-6 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов показана в таблице 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 20 кВ.

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
Вольтметр	4	ЦП 8501/17	10
Вольтметр (пофазный)	4	ЦП 8501/17	10
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	30

$$S_p = 50 \text{ KA}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов напряжения представлено в таблицах 41, 42.

Таблица 41 – Сравнение каталожных и расчетных данных 20 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 20 \text{ кВ}$	$U_H = 20 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_P = 50 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ.

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр (пофазный)	2	ЦП 8501/17	10
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14

Таблица 43 – Сравнение каталожных и расчетных данных 6 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 270 \text{ ВА}$	$S_P = 34 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Из расчетов видно, что выбранные трансформаторы соответствуют данным.

7.5 Выбор жестких шин

Ошиновка и сборные шины в закрытых распределительных устройствах напряжением 6-10 кВ выполняются алюминиевыми жесткими шинами. Использование медных шин, даже при больших токовых нагрузках, не предусматривается из-за высокой стоимости производства. При значении тока до 3000 А используются одно- и двухполосные шины. При токах больше 3000 А, рекомендуются шины коробчатого сечения.

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения 60*6 мм (360 мм) с допустимым током $I_{доп.ном} = 870 \text{ А}$.

Требуется выполнить проверку шины на термическую стойкость, воспользовавшись значением тока КЗ на низкой стороне напряжением 6 кВ.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (53)$$

где q_{\min} – минимальное сечение провода;

B_K – тепловой импульс;

C – функция, для алюминиевых шин и кабелей, принимаемое значение 91 А·с/мм².

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{757,458 \cdot 10^6}}{91} = 302,439 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} \leq q_{\text{станд}}, \quad (54)$$

$$302,439 \leq 360$$

Условие выполняется, это значит, что шина выбрана правильно и сечение 60*6 мм будет термически устойчивым.

7.6 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы необходимо выбирать по номинальному напряжению, по допускаемой механической нагрузке и методу установки.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ, расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (55)$$

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (56)$$

где $F_{расч}$ – действующая сила на изолятор;

$F_{дон}$ – допустимая нагрузка на изолятор.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (57)$$

На стороне высокой стороне с напряжением 20 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК 8-20-2 УХЛ1. Высота изолятора составляет 350 мм.

Допустимая сила на изгиб находится по формуле:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 8000 = 4800 \text{ Н};$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

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

где K_h – поправочный коэффициент на высоту прямоугольных шин;

$i_{уд}$ - ударный ток в данном классе напряжения, А;

a - расстояние между фазами, м;

l - расстояние между изоляторами, м.

Поправка на высоту прямоугольных шин находится по следующей формуле:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}, \quad (59)$$

$$K_h = \frac{350 + 10 + \frac{100}{2}}{350} = 1,171.$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{28855^2}{0,75} \cdot 1,171 \cdot 10^{-7} = 225,246 \text{ Н.}$$

$$225,439 \leq 8000.$$

Условия выполняются, а это значит, что изолятор ОСК 8-20-2 УХЛ1 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Аналогичным способом выбираем опорный изолятор ОСК 6-10 УХЛ2 на низкой стороне с напряжением 6 кв. Высота изолятора составляет 130 мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{38777^2}{0,5} \cdot 1,462 \cdot 10^{-7} = 761,289 \text{ Н.}$$

$$225,439 \leq 6000.$$

Условия выполняются, а это значит, что изолятор ОСК 6-10 УХЛ2 проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

7.7 Выбор ОПН

Устройство ОПН применяется для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования. Основной целью ОПН является защита энергооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На высокой стороне, для класса напряжения 20 кВ, выбираем ОПН-20 УХЛ1. Основные характеристики показаны в таблице 44.

Таблица 44 – Характеристики ОПН-20 УХЛ1.

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжения ОПН, кВ	Наибольшее Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
20	20	24	10	40

На низкой стороне, для класса напряжения 6 кВ, выбираем ОПН-6 УХЛ1. Основные характеристики показаны в таблице 45.

Таблица 45 – Выбор ОПН-6 УХЛ1.

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжения ОПН, кВ	Наибольшее Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
6	6	9	10	40

7.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции во многом зависят мощности трансформаторов, синхронных компенсаторов, а также типа электрооборудования.

Группу наиболее важных потребителей собственных нужд составляют оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Потребляемая мощность этих потребителей крайне мала. В таком случае, они подключаются к сети 380/220 В, которая получает подпитку от понижающих трансформаторов.

Для трансформаторов собственных нужд мощность выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки, при этом отдельно стоит учитывать зимнюю и летнюю нагрузку, а также нагрузку в период ремонтных работ на подстанции.

Для проектируемой подстанции в данном курсовом проекте, выбираем трансформатор собственных нужд по суммарной нагрузке собственных нужд, представленной в таблице 46.

Таблица 46 – Потребители собственных нужд.

Название нагрузки	P, кВт	cosφ	tgφ	Q, Квар
1	2	3	4	5
Система охлаждения	10	0,85	0,62	6,2
Подогрев РУ 20 кВ	6,8	0,95	0,33	2,2
Подогрев шкафов КРУ 6 кВ	12	0,95	0,33	3,9
Подогрев релейного шкафа	2	0,95	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 6 кВ	6	0,9	0,48	2,88
Освещение ЗРУ 20 кВ	10	0,95	0,33	3,3
Прочее	46,8	0,85	0,62	29,1
Сумма	95,6			48,3

Расчетная нагрузка трансформатора собственных нужд находится следующим образом:

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (60)$$

где κ_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности нагрузки и загрузки, прощаемое значение 0,8;

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ – суммарная нагрузка потребителей собственных нужд согласно таблице 46.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{95,2^2 + 48,2^2} = 85,36 \text{ кВА}.$$

Мощность трансформатора собственных нужд находится по формуле:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot n_m}, \quad (61)$$

где k_3 – коэффициент загрузки, принимаемое значение для двух трансформаторов значение 0,7;

n_m – устанавливаемое количество трансформаторов собственных нужд на подстанции.

$$S_T = \frac{85,36}{0,7 \cdot 2} = 60,9 \text{ кВА}.$$

К установке принимаем два трансформатора марки ТМ-63/6.

7.9 Выбор ячеек КРУ

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

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

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

Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и устранения аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней части частей тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при выкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинными и линейными неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится

вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В данном курсовом проекте применяется КРУ серии D-12р «Классика». В него без проблем устанавливается выбранный выключатель ВВ/TEL-6-31,5/2000 У2. Характеристики КРУ приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Характеристики КРУ D-12р «Классика».

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630; 1000; 2000; 2500; 3150; 4000
Номинальный ток отключения, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Электродинамическая стойкость, кА	51; 64; 81; 102; 128
Термическая стойкость, кА/с	20; 25; 31,5; 40; 50
Тип выключателя	ISM/TEL-10 (ВВ/TEL), VD-4, Evolis, Sion, LF
Тип привода к выключателю	Электропривод

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

8.1 Выбор и проверка заземления на подстанции

Заземление электроустановок заключается в специальном подключении электроустановок с заземляющим устройством. Целью заземления установок является сохранения низкого потенциала, а также обеспечения нормальной работы системы в выбранном режиме работы.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя, который располагается в земле, а также проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлитель состоит из одного или нескольких вертикальных и горизонтальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое земля оказывает стекающему току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала заземлителя к стекающему с него току.

На проектируемой подстанции «Остров» сопротивление заземления не должно превышать 0,5 Ом. Это обусловлено тем, что заземляющее устройство используется для установок подстанции напряжением до 1000 В.

В рассматриваемом регионе преобладает умеренный муссонный климатический пояс, а также глиняный тип грунта. Время срабатывания релейной защиты равен 0,255 с. Время отключения выключателя составляет 0,055 с. Система трос-опора является искусственным заземлением с сопротивлением 1,3 Ом. Удельное сопротивление грунта на месте постройки заземлителя - 60 Ом.

К установке принимаем вертикальный заземлитель диаметром $d = 16$ мм, длиной прутка $L_v = 5$ м и сечением $S_{пр,в} = 242$ мм²; горизонтальный заземлитель металлической полосой 60мм×5мм с поперечным сечением $S_{пол} = 300$ мм². Расстояние между горизонтальными заземлителями составляет 6 м. Размеры проектируемой подстанции «Остров» составляют: 30 м длина, 31 м ширина.

Предварительная площадь для заземлителя находится по следующей формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (62)$$

$$S = (30 + 2 \cdot 1,5) \cdot (31 + 2 \cdot 1,5) = 1122 \text{ м}^2.$$

где A – ширина открытого распределительного устройства;

B – длина открытого распределительного устройства.

Термическая стойкость прутка проверяется по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (63)$$

где I_K – ток короткого замыкания на стороне 20 кВ;

t – суммарное время срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя;

β – коэффициент стали, принимаемое значение 21.

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)}, \quad (64)$$

$$I_K = 3 \cdot 12,698 = 38,094 \text{ кА}.$$

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{38094^2 \cdot 0,225}{400 \cdot 21}} = 210 \text{ мм}^2.$$

$$242 \geq 210.$$

Проверка сечения по условиям коррозионной стойкости определяется:

$$q_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_z + S_{cp}), \quad (65)$$

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^3 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (66)$$

где T – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет, принимаемое значение 240;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициент грунта, принимаемое значение $a_k=0,005$, $\alpha_k=0,243$, $b_k=0,0031$, $c_k=0,041$.

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^3 240 + 0,041 \cdot \ln T + 0,243 = 0,1 \text{ мм.}$$

$$q_{кор} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (16 + 0,1) = 5,06 \text{ мм}$$

Проверка выбранного проводника по термической и коррозионной стойкости определяется:

$$q_{m.c} + q_{кор} \leq q_{m.n}, \quad (67)$$

$$210 + 5,06 = 215,06 < 242.$$

Сопротивление искусственного заземлителя с учета использования системы трос-опора рассчитывается:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \quad (68)$$

где r_C – сопротивление трос-опора, принимаемое значение 1,3 Ом;

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом.}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,813 \text{ Ом.}$$

Сопротивление тока растекания одного вертикального заземлителя (стержня) находится:

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{экв}}}{2\pi \cdot L_B} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (69)$$

где $\rho_{\text{экв}}$ – эквивалентное сопротивление грунта;

L_B – длина электрода;

β – внешний диаметр электрода;

T – глубина заложения от поверхности земли до середины электрода.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется:

$$\rho_{\text{экв}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \quad (70)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта для местности, принимаемое значение 60 Ом·м;

L_B – значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8, принимаемое значение 1,2.

$$\rho_{\text{экв}} = 1,2 \cdot 60 = 72 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$R_0 = \frac{72}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,016} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 18,841 \text{ Ом}.$$

Определяем число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принимаем значение $\eta_B = 0,6$:

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n}, \quad (71)$$

$$n_0 = \frac{18,841}{0,6 \cdot 0,812} = 39 \text{ шт}.$$

Определяем сопротивление растекания горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов больше 30 штук и отношении расстояния между вертикальными электродами и их длиной.

Формула растекания тока полосы по периметру тока:

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{экв}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t}, \quad (72)$$

где b – ширина заземлителя;

P – периметр контура;

η_{Γ} – коэффициент спроса горизонтальных заземлителей, принимаемое значения 0,24;

t – заглубление горизонтального заземлителя, принимаемое значение 0,8 м.

$$\rho_{\text{экв}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}}, \quad (73)$$

где K_C – коэффициент сезонности горизонтального заземлителя, принимаем значение 1,5;

$\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта.

$$\rho_{\text{экв}} = 1,5 \cdot 60 = 90.$$

$$R_{\Gamma} = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 122} \cdot \ln \frac{2 \cdot 114^2}{0,04 \cdot 0,8} = 6,723 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растекания тока горизонтальных заземлителей находится по формуле:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_H}{R_{\Gamma} - R_H}, \quad (74)$$

$$R_B = \frac{7,124 \cdot 0,812}{7,124 - 0,812} = 0,924 \text{ Ом}.$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования $\eta_B=0,47$, который применяется при числе электродов больше 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B}, \quad (75)$$

$$n_B = \frac{18,841}{0,917 \cdot 0,47} = 43,377 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 44 штуки.

Количество горизонтальных полос сетки заземлителя находится по следующей формуле:

$$n_a = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (76)$$

$$n_b = \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a}, \quad (77)$$

где a – расстояние между полосами сетки.

Нахождение продольных полос:

$$n_b = \frac{31 + 2 \cdot 1,5}{6} = 6 \text{ шт.}$$

Нахождение поперечных полос:

$$n_a = \frac{30 + 2 \cdot 1,5}{6} = 6 \text{ шт.}$$

Найдем общую длину полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a, \quad (78)$$

$$L_{\Gamma} = 6 \cdot (6-1) \cdot 6 + 5 \cdot (6-1) \cdot 6 = 360 \text{ м.}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a, \quad (79)$$

$$S_3 = (6-1) \cdot 6 \cdot (6-1) \cdot 6 = 900 \text{ м}^2$$

Найдем среднюю длину полос:

$$L_{CP} = \frac{A + 3 + B + 3}{2}, \quad (80)$$

$$L_{CP} = \frac{26 + 3 + 31 + 3}{2} = 33,5 \text{ м.}$$

Среднее количество полос:

$$n_{CP} = \frac{L_{\Gamma}}{L_{cp}} + 1, \quad (81)$$

$$n_{CP} = \frac{360}{33,5} + 1 = 12 \text{ шт.}$$

Принимаем 12 штук.

Окончательно к установке принимаем 6 горизонтальных полос и 6 вертикальных полос по метрам с 44 вертикальными заземлителями. Соединения элементов заземляющих устройств, включая их пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{OPV} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{\eta \cdot (n_B \cdot R_\Gamma + n_{CP} \cdot R_B)}, \quad (82)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, принимаемое значение 0,5.

$$R_{OPV} = \frac{0,917 \cdot 7,124}{0,5 \cdot (39 \cdot 7,124 + 11 \cdot 0,917)} = 0,0405 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление заземлителя определяется:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{OPV}, \quad (83)$$

где α_u - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{э\text{кв}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (84)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{720}}{(90 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,022.$$

$$R_u = 0,967 \cdot 0,04 = 0,0414 \text{ Ом}.$$

$$0,0414 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом}.$$

Полученное значение сопротивление заземлителя 20 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

8.2 Расчет молниезащиты

Расчет молниезащиты электротехнических сооружений необходим для нахождения габаритов зоны защиты молниеотводов, целью которых является защита от прямых ударов молний.

В настоящее время используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции зачастую используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

К установке принимаем одиночный молниеотвод для защиты трансформаторов. Для защиты распределительных устройств особых мер по молниезащите не требуется, так как электроустановка типа КТП, которая устанавливается на проектируемой подстанции, имеет каркас, который жестко связан с внешним контуром заземления, что полностью соответствует РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» [17] Минэнерго РФ и СО-153-34.21.122-2003 «Инструкция: по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных предприятий» [28].

Высота защищаемого объекта приравняем к высоте линейного портала $h_x=7,85$ м. Высоту молниеотвода принимаем $h=20$ м. Надежность защиты $(P_3)=0.9$.

Рассчитаем эффективную высоту молниеотвода по выражению:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (85)$$

где h – высота молниеотвода.

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}.$$

Найдем радиус зоны защиты на уровне земли по формуле:

$$r_0 = 1,2 \cdot h, \quad (86)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м}.$$

Для зоны защиты требуемой надежности, радиус горизонтального сечения на заданной высоте защищаемого объекта найдем по формуле:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (87)$$

$$r_x = \frac{24 \cdot (17 - 7,85)}{17} = 12,92 \text{ м.}$$

Аналогично находим зону защиты для объекта на уровне земли $h_x=4$ м.

$$r_x = \frac{24 \cdot (17 - 4)}{17} = 18,35 \text{ м.}$$

Рассчитав зоны защиты, можно с уверенностью сказать, что одиночный стержневой молниеотвод полностью защищает трансформаторы от прямых ударов молнии, как на уровне земли, так и на уровне линейного портала.

Полный расчет приведен в приложении Д. План подстанции с зонами защиты показан на 7 листе графической части.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Общие понятия комплексов защиты и автоматики

Релейная защита представляет из себя совокупность автоматических устройств, предназначенных для незамедлительно нахождения поврежденного участка. Защита либо автоматически ликвидирует возникшую аварию, либо осуществляет локализацию повреждённого элемента электроэнергетической системы для обеспечения нормальной работы системы. Релейная защита постоянно следит за состоянием элементов электроэнергетической сети и быстро откликается на появление любых повреждений и режимных неполадок.

Стабильная работа электроэнергетической системы невозможна без релейной защиты, так как она является основным ключевым элементом электрической автоматики. Задолго до устройств РЗА на микропроцессорной основе, на подстанциях применялись устройства РЗА, которые состоят из электромеханического реле. С каждым днем устройства на микропроцессорной основе затмевает устаревшие электромеханические реле.

В данном дипломном проектировании для проектируемой ПС устанавливаются устройства релейной защиты на основе микропроцессорных устройств. Основные преимущества современных устройств РЗА:

- многофункциональность;
- точность;
- компактность;
- удобная фиксация неисправностей.

Основной комплекс защит, применяемый для линий, содержит следующие виды:

- дистанционная защита;
- трёхфазное АПВ;

- токовая отсечка, МТЗ;
- контроль напряжения, улавливания.

Так как в данном проекте принимаем микропроцессорную защиту, все вышеуказанные защиты расположены в одном комплекте защиты.

При проектировании релейной защиты трансформатора стоит помнить о проблемных режимах и повреждениях. К этим проблемам относятся:

- витковые замыкания;
- токи в обмотках, обусловленных внешним КЗ;
- токи в обмотках, обусловленных перегрузками;
- однофазные замыкания на землю в сетях 6-10 кВ.

На проектируемой подстанции Остров, для трансформаторов выбирается шкаф защиты и автоматики трансформатора типа ШЭ2607 148, который специально предназначен для защиты двухобмотных трансформаторов напряжением 6-35 кВ и наличием РПН. Данный шкаф охватывает в себя следующее:

- дифференциальную защиту трансформаторов с торможением;
- газовую защиту трансформаторов;
- устройство газовой защиты РПН;
- максимальную токовую защиту;
- защиту от перегрузок.

Виды защит, представленные выше, почти никогда не срабатывают одновременно. Поэтому в данном проекте будет осуществлена максимальная таковая защита, защита от перегрузок, а также газовая защита трансформаторов.

9.2 Релейная защита силового трансформатора на проектируемой подстанции.

Согласно методическим указаниям [30], к установке принимаем шкаф типа ШЭ2607 148 предназначенный для автоматики и защиты трансформаторов.

Основной терминал БЭ2704.ШЭ2607 148 реализуется на основе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502. Он требуется для ряда выполнения функций разной степени сложности, среди которых [18]:

- функции резервной и основной защит;
- функции автоматики двухобмоточного трансформатора с наибольшим напряжением ВН до 35 кВ;
- функции управления выключателем трансформатора для высокой стороны;
- регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой;
- функций защиты, автоматики и управления вводным выключателем 6-10 кВ.

Выполним *расчет уставок* защит ШЭ2607 148 трансформатора.

Для начала необходимо нужно указать номинальное напряжение на каждой из сторон силового трансформатора.

Напряжение обмотки высокого напряжения: $U_{\text{ном.ВН}} = 20$ кВ.

Напряжение обмотки низкого напряжения: $U_{\text{ном.НН}} = 6,3$ кВ.

Ток первичной обмотки защитного трансформатора тока для высокой и низкой стороны равны 500 и 1500 А.

Коэффициент трансформации обмотки ВН:

$$K_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{500}{5} = 100.$$

Коэффициент трансформации обмотки НН:

$$K_{\text{ТТ.НН}} = \frac{1500}{5} = 300.$$

Номинальная мощность стороны ВН принимается на 0,1 больше, следовательно:

$$S_{\text{НОМ.ВН}} = 10000,1$$

$$S_{\text{НОМ.НН}} = 10000$$

Номинальный ток стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 20} = 288,68 \text{ A}.$$

Со стороны высшего напряжения номинальный ток:

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{10000,1}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916,44 \text{ A}.$$

Цифровое выравнивание плеч высокой стороны.

Номинальный вторичный ток стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (88)$$

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{288,68}{100} = 2,887 \text{ A};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.Т.ВН}}} \leq 4, \quad (89)$$

где $I_{\text{НОМ.т.нн}}$ – ширина открытого распределительного устройства, принимаемое значение 5А;

$$0,1 \leq \frac{2,887}{5} \leq 4$$

Цифровое выравнивание плеч низкой стороны.

Номинальный вторичный ток стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}, \quad (90)$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = \frac{916,429}{300} = 3,055 \text{ А};$$

$$0,1 \leq \frac{I_{НОМ.ВТ.ВН}}{I_{НОМ.Т.ВН}} \leq 4$$

$$0,1 \leq \frac{3,005}{5} \leq 4$$

Сторона высокого напряжения выбирается в качестве базисной стороны, и равняется 288,68 А.

Рассчитаем *максимальную токовую защиту трансформатора*.

Данная защита способствует резервированию защиты присоединений МТЗ низкой стороны, отходящих от секций низкого напряжения, в то время как МТЗ на высокой стороне напряжения резервирует основные защиты. Комбинированный пусковой орган (включает измерительный орган обратной последовательности и ИО минимального напряжения) подключается к трансформатору напряжения со средней и низкой стороны. Данный орган возможно не использовать, если на низкой стороне нагрузка статична.

Рассчитаем МТЗ ВН без пуска по напряжению находится:

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению построен от максимального тока нагрузки при учете, что происходит самозапуск двигательной нагрузки. Ток определяется по выражению:

$$I_{СЗ.ВН} = \frac{K_{ОТС} \cdot K_{СЗП}}{K_B} \cdot I_{нагр.мах.ВН}, \quad (91)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем значение 1,2;

$K_{СЗП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В первоначальных расчетах, а также при отсутствия соответствующей

информации, данный коэффициент может быть принят равным 1,5–2,5, принимаем значение 2;

K_B – коэффициент возврата, принимаем значение 0,95.

$$I_{нагр.макс.ВН} = 288,68 \text{ А.}$$

$$I_{СЗ.ВН} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 288,68 = 729,292 \text{ А.}$$

Согласование с МТЗ НН:

$$I_{СЗ.ВН} \geq K_{ОСТ} \cdot K_{ОСТ} \cdot I_{СЗ.пред}, \quad (92)$$

где $I_{СЗ.пред}$ – ток срабатывания МТЗ НН, принимаем значение 4900 А;

$K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем значение 1,2;

$K_{ТОК}$ – коэффициент тока распределения, который равен отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласования.

$$K_{ТОК} = \frac{I_{установ.защ}}{I_{смеж}}, \quad (93)$$

$$I_{СЗ.ВН} \geq 1,1 \cdot 0,079 \cdot 4900 = 409,64 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности равен:

$$K_{ТОК} = \frac{I_{КЗ.min.ВН-НН}}{I_{СЗ.ВН}}, \quad (94)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{571}{409,64} = 1,393 \geq 1,2 - \text{условие чувствительности соблюдается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны высокой стороны принимаем 409,64 А.

Рассчитаем МТЗ НН без пуска по напряжению находится:

$$I_{\text{нагр.мах.НН}} = K_{\text{ТТ.ВН-НН}} \cdot I_{\text{нагр.мах.ВН}}, \quad (95)$$

где $T_{\text{ТТ.ВН-НН}}$ – коэффициент трансформации ВН-НН.

$$I_{\text{нагр.мах.НН}} = 3,175 \cdot 288,68 = 916,553 \text{ А.}$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{K_{\text{ОСТ}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{нагр.мах.НН}}, \quad (96)$$

$$I_{\text{СЗ.НН}} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 916,553 = 2316 \text{ А,} \quad (97)$$

Коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин.ВН-НН}}}{I_{\text{СЗ.ВН}}}, \quad (98)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{7558,5}{2316} = 3,264 \geq 1,2 - \text{условие чувствительности соблюдается.}$$

Значение уставки срабатывания МТЗ стороны высокой стороны принимаем 2316 А.

Находим *защиту от перегрузок*.

В трансформаторах возможна перегрузка в течение длительного времени. Поэтому оперативный персонал при защите от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При его отсутствии на объекте, контроль над перегрузкой трансформатора осуществляется с помощью телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может работать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). На силовых трансформаторах мощностью больше 0,4 МВт защита от перегрузок должна устанавливаться в обязательном порядке, согласно документу ПУЭ. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться реле, установленным в одной фазе [32].

Именно эта защита обеспечивает защиту трансформаторов от симметричных перегрузок. На двухобмоточных трансформаторах защита от перегрузки устанавливается на обеих сторонах трансформатора.

Защита от перегрузок срабатывает на сигнал с целью своевременного снижения нагрузки на трансформатор. Для исключения неселективного срабатывания защиты при набросе тока при внешних КЗ или кратковременных бросках тока нагрузки защита выполняется с выдержкой времени 7-9 с.

Защита от перегрузки на сигнал на стороне высокого напряжения, находим по выражению:

$$I_{СЗ.ВН} \geq \frac{K_{ОТС}}{K_B} \cdot I_{нагр. max. ВН}, \quad (99)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимаем значение 1,05;

$K_{ОТС}$ – коэффициент возврата, принимаем значение 0,95;

$I_{нагр. max. ВН}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты 288,68 А.

$$I_{C3.BH} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 288,68 = 319,065 \text{ A}.$$

Принимаем уставку срабатывания защиты от перегрузки высокой стороны:

$$I_{C3.BH} = 319 \text{ A}.$$

Время защиты срабатывания от перегрузок на высокой стороне возьмем 9,5 с.

Защита от перегрузки на сигнал на стороне высокого напряжения, находим по формуле:

$$I_{нагр.мах.НН} = K_{ТТ.ВН-НН} \cdot I_{нагр.мах.ВН}, \quad (100)$$

$$I_{нагр.мах.НН} = 3,175 \cdot 288,68 = 916,553 \text{ A}.$$

$$I_{C3.BH} \geq \frac{1,05}{0,95} \cdot 916,553 = 1013 \text{ A}.$$

Уставка срабатывания защиты от перегрузок на низкой стороне:

$$I_{C3.BH} = 1013 \text{ A}.$$

Время защиты срабатывания от перегрузок на высокой стороне возьмем 9,5 с.

9.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов является самой чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным [32].

Действие газовой защиты заключается в том, что всякие, даже малые повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) провоцируют разложение масла и органической изоляции, что способствует выделению газа. Химический состав газа и интенсивность газообразования зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при замедленном газообразовании был предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что соответствовало коротким замыканиям, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора).

Газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при понижении уровня масла в баке автотрансформатора или трансформатора. Газовая защита является универсальной и самой чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений, а при некоторых критических повреждениях срабатывает только она, так как другие защиты, контролирующие электрические параметры, ощутить эти режимы не могут. К таким повреждениям относятся замыкания между витками обмоток, пожар в стали магнитопровода, поломки переключателей устройств РПН и многие другие, которые будут сопровождается местным увеличением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака [32].

От характера и размеров повреждения зависят интенсивность газообразования и химический состав газа. Защита выполнена так, чтобы при замедленном газообразовании звучал предупредительный сигнал, а при быстром газообразовании, что характерно при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора. При опасном понижении уровня масла в баке трансформатора, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал.

Первая ступень ГЗ срабатывает при малом выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

При большом выделении газа срабатывает вторая ступень ГЗ, уменьшении уровня масла в газовом реле, или при быстром движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Плюсы газовой защиты заключаются в ее высокой чувствительности и срабатывание практически на все виды повреждения внутри бака, маленькое время срабатывания, низкая сложность выполнения, способность защищать трансформатор при критическом понижении уровня масла по разным причинам.

Так же защита имеет ряд существенных минусов. Самым важным является то, что эта защита не срабатывает на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может сработать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, после ремонта системы охлаждения, при доливке масла и др. Ложные срабатывания защиты так же возможны на трансформаторах, установленных в районах, где случаются землетрясения. В вышеописанных случаях разрешается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. Из-за этого газовую защиту запрещено использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

9.4 Установка автоматики на проектируемую подстанцию

На проектируемой подстанции выбираем перечень автоматизированного управления, который описывается ниже:

- включение и отключение охлаждающих устройств трансформаторов;
- релейная защита линий и элементов подстанции;
- трехфазное автоматическое повторное включение линий 6 кВ;
- регулирование коэффициента трансформации трансформаторов под нагрузкой;
- обогрев приводов разъединителей и выключателей;
- автоматическая регистрация аварийных и предаварийных режимов;

- работа отопления зданий;
- включение и отключение силовых трансформаторов 20/6 кВ, линий 6 кВ.

Со щита постоянного тока осуществляется электропитание систем управления и автоматики.

Сигнализация на ПС предусмотрена в нижеприведённом объеме:

- *индивидуальная сигнализация* в составе шкафов и терминалов релейной защиты, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

- *световая сигнализация* положения аппаратов с дистанционным управлением;

- *резервная* – центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности;

- *основная* – индивидуальная световая и обобщенная звуковая – предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электроэнергетика является наиболее важной и быстрорастущей отраслью энергетики, которое включает в себя производство, передачу и последующую торговлю электроэнергией. Стабильный рост и энергетики для любой страны является приоритетной отраслью экономики. Но любой энергообъект так или иначе оказывает негативное влияние на окружающую среду. Наибольший вред энергетические объекты наносят биосфере.

Быстрый рост и развитие электроэнергетики подразумевает обеспечение бесперебойности и надежности энергообъекта. Готовность аварийных бригад к незамедлительным действиям в случае аварийных и чрезвычайных ситуаций, является ключевым фактором обеспечения безопасности энергообъекта.

Приняв к сведению данную информацию, в данном курсовом проекте будут рассмотрены следующие пункты:

- безопасность и требования к персоналу при выполнении монтажных и ремонтных работ;
- экологичность, связанная с издаваемым источником шума на территории населенных мест;
- чрезвычайные ситуации, возникающие при процессе эксплуатации электрооборудования.

10.1 Безопасность

10.1.1 Требования к персоналу, выполняющему оперативное обслуживание и осмотры электроустановок

Согласно документу ПОТЭУ 2014 «Правила по охране труда и эксплуатации электроустановок», осуществляются следующие требования [12]:

- Оперативные переключения должны выполнять работники, осуществляющие оперативное правление и обслуживание электроустановок, или работники, специально обученные и подготовленные для оперативного

обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок, допущенные к работам ОРД организации или обособленного подразделения.

- В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее - группа) IV, остальные работники в смене - группу III. В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

- Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник из числа оперативного персонала, имеющий группу не ниже III, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время или находящийся на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала (руководители и специалисты, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках (далее - административно-технический персонал), имеющий группу V - для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу IV - для электроустановок напряжением до 1000 В. Право единоличного осмотра предоставляется на основании ОРД организации (обособленного подразделения).

- При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния, менее указанных в таблице N 1. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок. Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

- Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в электроустановки в сопровождении оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку, имеющего группу IV - в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III - в электроустановках

напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

10.1.2 Требования к персоналу, принимающему участие в проведении монтажных работ

Требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках, звучат следующим образом [12]:

- Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.
- Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе. Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.
- Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.
- Работник, в случае если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

10.1.3 Требования к персоналу, при работе с трансформаторами

Перед началом работы с силовыми трансформаторов необходимо знать [12]:

- Осмотр силовых трансформаторов, масляных шунтирующих и дугогасящих реакторов должен выполняться непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями с соблюдением расстояний до токоведущих частей.

- Выполнять работы внутри баков трансформатора (реактора) имеют право только специально подготовленные рабочие и специалисты, хорошо знающие пути перемещения, исключая падение и травмирование во время выполнения работ или осмотров активной части. Спецодежда работающих должна быть чистой и удобной для передвижения, не иметь металлических застежек, защищать тело от перегрева и загрязнения маслом. Работать внутри трансформатора (реактора) следует в защитной каске и перчатках. В качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги.

- Перед проникновением внутрь трансформатора следует убедиться в том, что из бака полностью удалены азот или другие газы, а также выполнена достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20%. Работа должна производиться по наряду тремя работниками, двое из которых - страхующие. Они должны находиться у смотрового люка или, если его нет, у отверстия для установки ввода с канатом от лячного предохранительного пояса работника, работающего внутри трансформатора, с которым должна поддерживаться постоянная связь. При необходимости работник, выполняющий работы внутри трансформатора, должен быть обеспечен шланговым противогазом. Производитель работ при этом должен иметь группу IV.

10.2 Экологичность

Силовой трансформатор типа ТМН-6300/20 планируется установить на планируемой подстанции «Остров». Зачастую, работа трансформатора становится источником шума, вызванного физическими процессами, которые

происходят при обычной работе трансформатора. Основной причиной шума является явление магнитострикции.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стрижней сердечника.

Допустимые нормы шума для электротехнического оборудования приведены в ГОСТ 12.2.024-87 [4]. Если по каким-то причинам звук работающего трансформатора не соответствует заявленным нормам, есть и альтернативные способы снижения шума трансформатора. Можно установить перед оборудованием специальные задерживающие звук экраны или применить специальные глушители, если те предусмотрены конструкцией модели.

В нашем случае найдем минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории. На территории подстанции установлено 2 трансформатора. Исходные данные приведены в таблице 48.

Таблица 48 - Исходные данные.

Кол-во Тр-ов	Вид системы охлаждения	Мощность трансформатора, МВА	Номинал. напряжение, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (системы охлаждения видов Д)	6,3	20	Территории, непосредстве нно прилегающие к зданиям домов отдыха, пансионатов

По таблице 48 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [24] «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23:00 часов и до 07:00 часов.

Допустимый уровень шума для территории непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха, пансионатов: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [4]. В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной масла (системы охлаждения вида Д) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 6,3 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 81 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (см. рисунок 9).

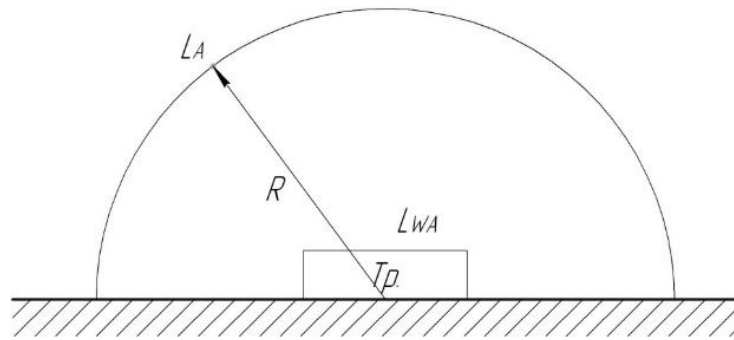


Рисунок 9 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (104)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (105)$$

где $S = \pi R^2$.

На ПС находится два трансформатора, и они расположены относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 10. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

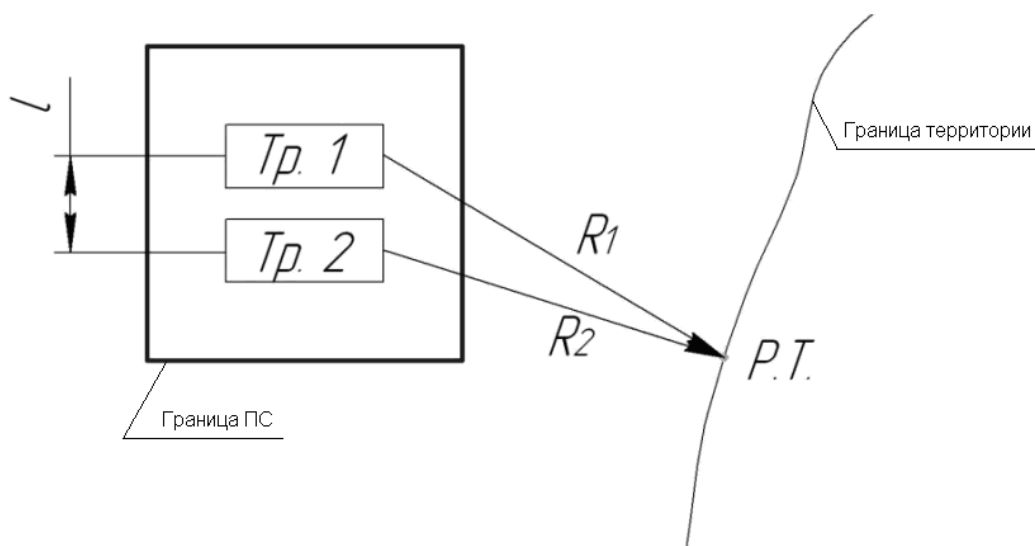


Рисунок 10 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

Так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (106)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,181} = 84 \text{ дБА.}$$

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DY_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (99) можно переписать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (107)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (108)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(84-45)}}{2\pi}} = 35,556 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{C33}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации на ПС «Остров» рассмотрим пожар и противопожарные меры.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние объекта, территории или акватории, как правило, после ЧП, при котором возникает угроза жизни и здоровья для группы людей, наносится материальный ущерб населению и экономике, деградирует природная среда.

Пожар также относится к чрезвычайной ситуации. За безопасность и сохранность населения, объектов народного хозяйства и иного назначения, а также окружающей природной среды от опасных факторов в случае пожара предусматривается пожарная безопасность.

Основными системами пожарной безопасности является система предотвращения пожара и противопожарной защиты. Помимо перечисленных противопожарных действий, пожарная безопасность включает в себя организационно-технические мероприятия.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда», защита от пожаров обеспечивается следующим образом [3]:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов;
- поддержанием безопасной концентрации среды в соответствии с нормами и правилами и другими нормативно-техническими, нормативными документами и правилами безопасности;
- установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках;
- применением устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установкой отключающих, отсекающих и других устройств;
- эвакуацией людей с помощью систем противодымной защиты.

Чтобы предотвратить распространение огня требуется:

- применением средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники;
- применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения;

- применением основных строительных конструкций и материалов, в том числе используемых для облицовок конструкций, с нормированными показателями пожарной опасности;

- применением пропитки конструкций объектов антипиренами и нанесением на их поверхности огнезащитных красок (составов);

- применением средств коллективной и индивидуальной защиты людей от опасных факторов пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были предложены варианты централизованного электроснабжения острова Попова к существующей энергосистеме Приморского края.

В рамках выпускной квалификационной работы решены следующие задачи: разработаны варианты подключения на 35 и 20 кВ, выполнено проектирование подстанции Остров с современным и надежным оборудованием, рассчитаны параметры воздушных и кабельных линий, посчитаны параметры трансформаторов и газотурбинных установок, рассчитаны нормальные и послеаварийные варианты, выполнен расчет токов короткого замыкания через ПВК RastrWin3, осуществлен экономический расчет вариантов с выбором наиболее экономически выгодного варианта. Также в ходе работы в ходе проектирования подстанции было выбрано оборудование на распределительное устройство, разработан план заземления, а также рассчитаны зоны защиты молниеотвода, выбрано оборудование защиты и автоматики микропроцессорного типа.

Рассмотрены вопросы безопасности персонала проведения при прохождении при обслуживании и монтажных работ на подстанции, перечень мероприятий при работе с трансформаторами, требования пожарной безопасности и эксплуатации и требования безопасности в чрезвычайных ситуациях. Был выполнен расчет санитарно-защитной зоны по шуму для проектируемой подстанции Остров.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булгаков А.Б. «БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ». Благовещенск: АмГУ, 2013.
2. Булгаков А.Б. «БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ». Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности». Благовещенск: АмГУ, 2014.
3. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)». Пожарная безопасность. Общие требования.
4. ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)». Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
5. Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
6. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 2011.-288 с.: ил.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 592 с
8. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.
10. Официальный сайт RastrWin. – Режим доступа: [http:// www.rastrwin.ru/](http://www.rastrwin.ru/).
11. Официальный сайт ДЭК Дальэнергосбыт. – Режим доступа: [http:// https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/](http://https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/).
12. ПОТЭУ 2014 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

13. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. От 08.12.2018) «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации».

14. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию».

15. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.06.2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»

16. Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М.: Энергосервис, 2003. – 280с.

17. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

18. Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. – 160 с. - Б. ц

19. Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 647 с.

20. РусГидро ОАО НИИЭС Обоснование инвестиций в строительство Дальневосточной ВЭС. Информационный материал для ознакомления общественности при подготовке технического задания по оценке воздействия на окружающую среду. – Владивосток, 2009. – 33 с.

21. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – М.: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ, 2008. – 54 с.

22. Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б.: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.
23. Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие. / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко – Благовещенск: Издательство Амурск. гос. ун-та, 2012. – 238с.
24. САНИТАРНЫЕ НОРМЫ: 2.2.4/2.1.8.562-96.
25. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-ти летний период до 2024. – М.: АО Научный технический центр Единой энергетической системы, 2019. – 244 с.
26. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 (с Изменениями N 1, 2).
27. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М.: НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376с.
28. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
29. СО 34.35.310 (РД 34.35.310-97) Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.
30. СТО 56947007-29.120.70.99-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП "ЭКРА".
31. Укрупненные нормативы цен типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства – М.: электронный текст АО «Кодекс», 2019. – 123с.
32. Электробезопасность: учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 91 с.: ил. - Б. ц.
33. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г.

Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2012. – 964 с.

34. Uncomtech. Самоизолирование несущие провода. Издание пятое. – Иркутск, 2014. – 20 с.

35. Nexans. Силовые кабели для подводной прокладки. – Москва, 2018. – 20 с.

Приложение А – Выбор силового оборудования

Вероятностные характеристики ПС "Остров"

Зимний период

$$P_{max_{зим}} := 6 \quad tg\varphi := 0.42$$

$$Q_{max_{зим}} := P_{max_{зим}} \cdot tg\varphi = 2.52$$

$$P_{ср_{зим}} := \frac{P_{max_{зим}}}{1.2} = 5$$

$$Q_{ср_{зим}} := P_{ср_{зим}} \cdot tg\varphi = 2.1$$

$$P_{\text{эф}}_{зим} := P_{ср_{зим}} \cdot 1.17 = 5.85$$

$$Q_{\text{эф}}_{зим} := P_{\text{эф}}_{зим} \cdot tg\varphi = 2.457$$

$$P_{min_{зим}} := P_{ср_{зим}} \cdot 0.7 = 3.5$$

$$Q_{min_{зим}} := P_{\text{эф}}_{зим} \cdot tg\varphi = 2.457$$

Летний период

$$P_{max_{лето}} := P_{max_{зим}} \cdot 0.85 = 5.1$$

$$Q_{max_{лето}} := Q_{max_{зим}} \cdot 0.85 = 2.142$$

$$P_{ср_{лето}} := P_{ср_{зим}} \cdot 0.85 = 4.25$$

$$Q_{ср_{лето}} := Q_{ср_{зим}} \cdot 0.85 = 1.785$$

$$P_{\text{эф}}_{лето} := P_{\text{эф}}_{зим} \cdot 0.85 = 4.973$$

$$Q_{\text{эф}}_{лето} := Q_{\text{эф}}_{зим} \cdot 0.85 = 2.088$$

$$P_{max_{лето}} := P_{min_{зим}} \cdot 0.85 = 2.975$$

$$Q_{max_{лето}} := Q_{min_{зим}} \cdot 0.85 = 2.088$$

Выбор компенсирующих устройств

$$P_{max_{зим}} = 6$$

$$Q_{max_{зим}} = 2.52$$

$$Q_{KV} := Q_{max_{зим}} - P_{max_{зим}} \cdot 0.4 = 0.12$$

$$Q_{KV} I_{сек} := \frac{Q_{KV}}{2} \cdot 1.1 = 0.066$$

$$УКРЛ(II) - 6.3 - 100 \cdot 1$$

$$Q_{\text{факт}} := 2 \cdot (0.1 \cdot 1) = 0.2$$

$$Q_{неск} := Q_{max_{зим}} - Q_{\text{факт}} = 2.32$$

Приложение А – Выбор силового оборудования

Выбор проводов/кабелей

Вариант 1. Развитие на напряжение 35 кВ

$$U_1 := 35$$

$$I_{\text{расчет.мак}35} := \frac{\sqrt{P_{\text{мак}_{\text{злм}}}^2 + Q_{\text{мак}_{\text{злм}}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot 2} = 0.054$$

$$\alpha_t := 1 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$I_{p35} := \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{расчет.мак}35} \cdot 2 = 0.113$$

$$I_{p35} := 1.22 \cdot I_{\text{расчет.мак}35} \cdot 2 = 0.131$$

СИП-3 1*50

2XS(FL)2YRAA 1*50RM/16

Вариант 2. Развитие на напряжение 20 кВ

$$U_1 := 20$$

$$I_{\text{расчет.мак}20} := \frac{\sqrt{P_{\text{мак}_{\text{злм}}}^2 + Q_{\text{мак}_{\text{злм}}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot 2} = 0.094$$

$$\alpha_t := 1 \quad \alpha_i := 1.05$$

$$I_{p20} := \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{расчет.мак}20} \cdot 2 = 0.197$$

$$I_{p20} := 1.22 \cdot I_{\text{расчет.мак}20} \cdot 2 = 0.229$$

СИП-3 1*70

2XS(FL)2YRAA 1*70RM/16

Приложение А – Выбор силового оборудования

Выбор силового трансформатора

$$k_{з.опт} := 0.7$$

$$S_p := \frac{\sqrt{P_{срзшм}^2 + Q_{неск}^2}}{0.7 \cdot 2} = 3.937$$

ТМН-6300 35/6,3 для напряжения 35 кВ

ТМН-6300 20/6,3 для напряжения 20 кВ

$$K_{з.норм} := \frac{\sqrt{P_{срзшм}^2 + Q_{неск}^2}}{6.3 \cdot 2} = 0.437$$

$$K_{з.П.А} := \frac{\sqrt{P_{срзшм}^2 + Q_{неск}^2}}{6.3} = 0.875$$

$$0.875 \leq 1.4$$



Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

АСК-120	АСК-150	АСКС-185		
$r_0 := 0.249$	$r_0 := 0.198$	$r_0 := 0.162$		
$x_0 := 0.414$	$x_0 := 0.406$	$x_0 := 0.413$		
АПвПу2Г-1х120	АПвПу2Г-1х240	АПвПуЭТ-1х120	АПвП-1х400	
$r_0 := 0.253$	$r_0 := 0.125$	$r_0 := 0.253$	$r_0 := 0.0778$	
$x_0 := 0.106$	$x_0 := 0.136$	$x_0 := 0.166$	$x_0 := 0.128$	
М-50	М-70			
$r_0 := 0.361$	$r_0 := 0.267$			
$x_0 := 0.385$	$x_0 := 0.296$			
СИП-35	СИП-50	СИП-70		
$r_0 := 0.369$	$r_0 := 0.337$	$r_0 := 0.305$		
$x_0 := 0.278$	$x_0 := 0.253$	$x_0 := 0.229$		
АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185
$r_0 := 0.428$	$r_0 := 0.306$	$r_0 := 0.249$	$r_0 := 0.198$	$r_0 := 0.162$
$x_0 := 0.432$	$x_0 := 0.421$	$x_0 := 0.414$	$x_0 := 0.406$	$x_0 := 0.413$
ОСК-1*70	ОСБ-3*120	СКЛ-1*120	АОСБУ-	
$r_0 := 0.286$	$r_0 := 0.153$	$r_0 := 0.195$	$r_0 := 0.206$	
$x_0 := 0.599$	$x_0 := 0.120$	$x_0 := 0.104$	$x_0 := 0.116$	
N2XS2Y-1*50RM/16	N2XS2Y-1*70RM/16	A2XSE(F)YB2Y-3*150 RM35		
$r_0 := 0.641$	$r_0 := 0.443$	$r_0 := 0.206$		
$x_0 := 0.146$	$x_0 := 0.137$	$x_0 := 0.113$		

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

Расчет сопротивлений линий

Коммунальная-Центральная (двухцепная)

$$r_{01} := 1.718 \quad r_{02} := 0.833$$

$$x_{01} := 2.856 \quad x_{02} := 0.349$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} = 2.551$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} = 3.205$$

Коммунальная-Океанариум (двухцепная)

$$r_0 := 0.782$$

$$x_0 := 1.299$$

Центральная-Русская (двухцепная)

$$r_0 := 0.039$$

$$x_0 := 0.064$$

Русская-Зеленая (первая линия)

$$r_{01} := 0.038 \quad r_{02} := 0.111 \quad r_{03} := 0.002 \quad r_{04} := 0.238 \quad r_{05} := 0.005$$

$$x_{01} := 0.041 \quad x_{02} := 0.227 \quad x_{03} := 0.004 \quad x_{04} := 0.254 \quad x_{05} := 0.008$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} + r_{03} + r_{04} + r_{05} = 0.394$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} + x_{03} + x_{04} + x_{05} = 0.534$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

Русская-Зеленая (вторая линия)

$$r_{01} := 0.038 \quad r_{02} := 0.109 \quad r_{03} := 0.002 \quad r_{04} := 0.928 \quad r_{05} := 0.672$$

$$x_{01} := 0.041 \quad x_{02} := 0.223 \quad x_{03} := 0.004 \quad x_{04} := 0.989 \quad x_{05} := 0.506$$

$$r_{06} := 0.040 \quad r_{07} := 0.166 \quad r_{08} := 0.308 \quad r_{09} := 0.109 \quad r_{010} := 0.390$$

$$x_{06} := 0.066 \quad x_{07} := 0.229 \quad x_{08} := 0.785 \quad x_{09} := 0.279 \quad x_{010} := 0.800$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} + r_{03} + r_{04} + r_{05} + r_{06} + r_{07} + r_{08} + r_{09} + r_{010} = 2.762$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} + x_{03} + x_{04} + x_{05} + x_{06} + x_{07} + x_{08} + x_{09} + x_{010} = 3.922$$

Зеленая-КЭТ (первая линия)

$$r_{01} := 0.166 \quad r_{02} := 0.205 \quad r_{03} := 0.158$$

$$x_{01} := 0.347 \quad x_{02} := 0.134 \quad x_{03} := 0.084$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} + r_{03} = 0.529$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} + x_{03} = 0.565$$

Зеленая-КЭТ (вторая линия)

$$r_{01} := 0.188 \quad r_{02} := 0.182 \quad r_{03} := 0.140$$

$$x_{01} := 0.395 \quad x_{02} := 0.120 \quad x_{03} := 0.075$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} + r_{03} = 0.51$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} + x_{03} = 0.59$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

Зеленая-Эгершельд

$$r_{01} := 0.005 \quad r_{02} := 0.319 \quad r_{03} := 0.006 \quad r_{04} := 0.246 \quad r_{05} := 0.722$$

$$x_{01} := 0.008 \quad x_{02} := 0.322 \quad x_{03} := 0.012 \quad x_{04} := 0.248 \quad x_{05} := 0.770$$

$$r_{06} := 0.672 \quad r_{07} := 0.040 \quad r_{08} := 0.167 \quad r_{09} := 0.308 \quad r_{010} := 0.109$$

$$x_{06} := 0.506 \quad x_{07} := 0.066 \quad x_{08} := 0.229 \quad x_{09} := 0.785 \quad x_{010} := 0.279$$

$$r_{011} := 0.382$$

$$x_{011} := 0.784$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} + r_{03} + r_{04} + r_{05} + r_{06} + r_{07} + r_{08} + r_{09} + r_{010} + r_{011} = 2.976$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} + x_{03} + x_{04} + x_{05} + x_{06} + x_{07} + x_{08} + x_{09} + x_{010} + x_{011} = 4.009$$

Эгершельд-Бурная (первая линия)

$$r_{01} := 0.011 \quad r_{02} := 0.525 \quad r_0 := r_{01} + r_{02} = 0.536$$

$$x_{01} := 0.011 \quad x_{02} := 0.296 \quad x_0 := x_{01} + x_{02} = 0.307$$

Эгершельд-Бурная (вторая линия)

$$r_0 := 0.560$$

$$x_0 := 0.315$$

Эгершельд-Торгпорт (первая линия)

$$r_0 := 0.457$$

$$x_0 := 0.251$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

Бурная-Торгпорт (вторая линия)

$$r_0 := 0.490$$

$$x_0 := 0.384$$

Расчет сопротивлений, проводимостей трансформаторов и коэффициентов трансформации.

ПС "Русская" АТДЦТН-63000/220/110

$$S_T := 63$$

$$U_{BH} := 230 \quad R_{BH} := 1.4 \quad X_{BH} := 104$$

$$U_{CH} := 121 \quad R_{CH} := 1.4 \quad X_{CH} := 0$$

$$U_{HH} := 35 \quad R_{HH} := 2.8 \quad X_{HH} := 195.6$$

$$\Delta P_x := 45 \quad \Delta Q_x := 315$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 5.955 \cdot 10^{-6}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 8.507 \cdot 10^{-7}$$

$$K_{TBH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{TCH} := \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 0.526$$

$$K_{THH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.152$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

ПС "Центральная" ТРДНС-25000/35

$$S_T := 25$$

$$U_{BH} := 36.75 \quad R_T := 0.25 \quad X_T := 5.1$$

$$U_{HH} := 10.5 \quad \Delta P_x := 25 \quad \Delta Q_x := 125$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 9.255 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.851 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{T,BH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T,HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.286$$

ПС "Океанариум" ТДНС-16000/35

$$S_T := 16$$

$$U_{BH} := 36.75 \quad R_T := 0.45 \quad X_T := 8.4$$

$$U_{HH} := 10.5 \quad \Delta P_x := 18 \quad \Delta Q_x := 88$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 6.516 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.333 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{T,BH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T,HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.286$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

ПС "Коммунальная" ТМН-6300/35

$$S_T := 6.3$$

$$U_{BH} := 35 \quad R_T := 1.4 \quad X_T := 14.6$$

$$U_{HH} := 11 \quad \Delta P_x := 9.2 \quad \Delta Q_x := 56.7$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 4.629 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 7.51 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{T,BH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T,HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.314$$

ПС "Зеленая" ТМ-2500/35

$$S_T := 2.5$$

$$U_{BH} := 35 \quad R_T := 4.6 \quad X_T := 31.9$$

$$U_{HH} := 6.3 \quad \Delta P_x := 5.1 \quad \Delta Q_x := 27.5$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 2.245 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 4.163 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{T,BH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T,HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.18$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

ПС "КЭТ" ТМ-3200/35

$$S_T := 3.2$$

$$U_{BH} := 35 \quad R_T := 3.4 \quad X_T := 27.6$$

$$U_{HH} := 6.3 \quad \Delta P_x := 6.2 \quad \Delta Q_x := 34.6$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 2.824 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 5.061 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{TBH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.18$$

ПС "КЭТ" ТМ-5600/35

$$S_T := 5.6$$

$$U_{BH} := 35 \quad R_T := 1.8 \quad X_T := 18.4$$

$$U_{HH} := 6.3 \quad \Delta P_x := 7.8 \quad \Delta Q_x := 52.2$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 4.261 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 6.367 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{TBH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.18$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

ПС "Бурная" ТДТН-40000/220/110

$$S_T := 40$$

$$U_{BH} := 115 \quad R_{BH} := 0.8 \quad X_{BH} := 35.5$$

$$U_{CH} := 38.5 \quad R_{CH} := 0.8 \quad X_{CH} := 22.3$$

$$U_{HH} := 6.3 \quad R_{HH} := 0.8 \quad X_{HH} := 0$$

$$\Delta P_x := 43 \quad \Delta Q_x := 240$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.815 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 3.251 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{TBH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{TCH} := \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = 0.335$$

$$K_{THH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.055$$

ПС "Эгершельд" ТМН-10000/35

$$S_T := 10$$

$$U_{BH} := 36.75 \quad R_T := 0.88 \quad X_T := 10.1$$

$$U_{HH} := 6.3 \quad \Delta P_x := 14.5 \quad \Delta Q_x := 80$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 5.923 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.074 \cdot 10^{-5}$$

$$10^5 \cdot B_T = 5.923$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

$$K_{ТВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1$$

$$K_{ТНН} := \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 0.171$$

Расчет сопротивлений линий для проектируемой подстанции

КЭТ-Остров (двухцепная)

$$r_{01} := 3.92 \quad r_{02} := 0.385$$

$$x_{01} := 2.95 \quad x_{02} := 0.119$$

$$r_0 := r_{01} + r_{02} = 4.305$$

$$x_0 := x_{01} + x_{02} = 3.069$$

Расчет сопротивлений, проводимостей трансформаторов и коэффициентов трансформации проектируемой подстанции.

ПС "КЭТ" ТМН-6300/35

$$S_T := 6.3$$

$$U_{ВН} := 35 \quad R_T := 1.4 \quad X_T := 14.6$$

$$U_{НН} := 22 \quad \Delta P_x := 9.2 \quad \Delta Q_x := 56.7$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 4.629 \cdot 10^{-5}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{ВН}^2 \cdot 10^3} = 7.51 \cdot 10^{-6}$$

$$K_{ТВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 1$$

$$K_{ТНН} := \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = 0.629$$

Приложение Б - Расчет сопротивлений и проводимостей

ПС "Остров" ТМН-6300/20

$$S_T := 6.3$$

$$U_{BH} := 20 \quad R_T := 1.4 \quad X_T := 14.6$$

$$U_{HH} := 6.3 \quad \Delta P_x := 9.2 \quad \Delta Q_x := 56.7$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 1.418 \cdot 10^{-4}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2 \cdot 10^3} = 2.3 \cdot 10^{-5}$$

$$K_{T.BH} := \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1$$

$$K_{T.HH} := \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 0.315$$

Расчет реактивного сопротивления прямой последовательности и ЭДС

$$X''_d := 0.119$$

$$U_{НОМ} := 10.5$$

$$S_{НОМ} := 7.5$$

$$X := \frac{X''_d \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 1.749$$

$$X_2 := X \cdot 1.22 = 2.134$$

$$E_2 := X''_d \cdot U_{НОМ} = 1.25$$

$$S_{кз} := \sqrt{3} \cdot 13.12 \cdot 220 = 4.999 \cdot 10^3$$

$$X := \frac{230^2}{S_{кз}} = 10.581$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

35 кВ

$$K_{\text{инфл}} := 5.63$$

$$L := 11.5 \quad \text{км}$$

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{35} := 1070 \quad \text{тыс. руб/км}$$

$$K_{\text{ст}} := L \cdot K_{35} \cdot K_{\text{инфл}} = 69277.15$$

Суммарные вложения в линии

$$\Sigma K_{\text{ВЛ}} := K_{\text{ст}} = 6.928 \cdot 10^4$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{\text{прос}} := 165 \quad \text{тыс. руб/км}$$

$$\Sigma K_{\text{прос}} := K_{\text{прос}} \cdot L \cdot K_{\text{инфл}} = 1.068 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{\text{ОРУ.35}} := 5100 = 5.1 \cdot 10^3$$

$$\Sigma K_{\text{ОРУ}} := K_{\text{ОРУ.35}} \cdot K_{\text{инфл}} = 2.871 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{\text{ТР.1}} := 2200$$

$$K_{\text{ТР.ПС1}} := K_{\text{ТР.1}} \cdot 2 \cdot K_{\text{инфл}} = 2.477 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{\text{ТР}} := K_{\text{ТР.ПС1}} = 2.477 \cdot 10^4$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{\text{пост.нс35}} := 2400$$

$$\Sigma K_{\text{пост35}} := K_{\text{пост.нс35}} = 2.4 \cdot 10^3$$

Капиталовложения в компенсирующие устройства

$$K_{\text{КУ.НН}} := (2 \cdot 900) \cdot K_{\text{инфл}} = 1.013 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{\text{КУ}} := K_{\text{КУ.НН}}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$\Sigma K_{\text{нс}} := \Sigma K_{\text{пост35}} + \Sigma K_{\text{ТР}} + \Sigma K_{\text{ОРУ}} + \Sigma K_{\text{прос}} + \Sigma K_{\text{КУ}} = 76701.925$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{обл}} := \Sigma K_{\text{нс}} + \Sigma K_{\text{ВЛ}} = 145979.075$$

Расчет эксплуатационных издержек

На ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{\text{ВЛ}} := 0.0085 \quad \alpha_{\text{ПС}} := 0.05$$

$$I_{\text{экс35}} := \Sigma K_{\text{нс}} \cdot \alpha_{\text{ПС}} + \Sigma K_{\text{ВЛ}} \cdot \alpha_{\text{ВЛ}} = 4.424 \cdot 10^3$$

Издержки на амортизационные

$$I_{\text{ам35}} := \frac{\Sigma K_{\text{нс}}}{20} + \frac{\Sigma K_{\text{ВЛ}}}{15} = 8453.573$$

Издержки на потери в электроэнергии

$$T_{\text{max}} := 5500$$

$$T_{\text{зод}} := 365 \cdot 24 = 8.76 \cdot 10^3$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

$$T_{\text{ми}} := \left(0.124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000}\right)^2 \cdot T_{\text{зод}} = 3979.458$$

Потери в трансформаторах

$$R_{k35} := 46.5 \quad \Delta P_{35} := 9.2$$

$$P_{\text{эф}35} := 5.85 \quad Q_{\text{эф}35} := 2.34$$

$$\Delta P_{35} := R_{k35} \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{\sqrt{P_{\text{эф}35}^2 + Q_{\text{эф}35}^2}}{6.3}\right)^2 = 0.047$$

$$\Delta W_{\text{т}} := 2 \cdot (\Delta P_{35} \cdot T_{\text{max}} + \Delta P_{35} \cdot 10^{-3} \cdot T_{\text{ми}}) = 511.975$$

Потери в линиях

$$P_{\text{эф.лин}35} := 3.1 \quad Q_{\text{эф.лин}35} := 1.3$$

$$R_{\text{л}35} := 4.14$$

$$\Delta P_{\text{эл}35} := \frac{P_{\text{эф.лин}35}^2 + Q_{\text{эф.лин}35}^2}{35^2} \cdot R_{\text{л}35} = 0.038$$

$$\Delta W_{\text{эл}35} := \Delta P_{\text{эл}35} \cdot T_{\text{max}} = 210.042$$

Потери в КУ

$$Q_{\text{ном}} := 10$$

$$\Delta P_{\text{ку}} := 0.0015 \cdot Q_{\text{ном}} = 0.015$$

$$\Delta W_{\text{ку}} := 2 \cdot T_{\text{max}} \cdot \Delta P_{\text{ку}} = 165$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

Суммарные потери в ВЛ

$$c_0 := 3.04$$

$$\Delta W_{35} := \Delta W_{в.л.35} + \Delta W_m + \Delta W_{к.у} = 887.016$$

$$I_{\Delta W_{35}} := c_0 \cdot \Delta W_{35} = 2696.529$$

$$I_{35} := I_{зк.с.35} + I_{ам.35} + I_{\Delta W_{35}} = 1.557 \cdot 10^4$$

Расчет среднегодовых

$$З_1 := 0.1 \cdot K_{обл} + I_{35} = 30171.962$$

20 кВ

$$K_{инфл} := 5.63$$

$$L := 11.5 \quad \text{км}$$

Капиталовложения в строительство линий

$$K_{35} := 465 \quad \text{тыс. руб/км}$$

$$K_{ст} := L \cdot K_{35} \cdot K_{инфл} = 3.011 \cdot 10^4$$

Суммарные вложения в линии

$$\Sigma K_{ВЛ} := K_{ст} = 30106.425$$

Капиталовложения на вырубку просеки

$$K_{прос} := 165 \quad \text{тыс. руб/км}$$

$$\Sigma K_{прос} := K_{прос} \cdot L \cdot K_{инфл} = 1.068 \cdot 10^4$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

Капиталовложения в ОРУ

$$K_{ОРУ.20} := 3900 = 3.9 \cdot 10^3$$

$$\Sigma K_{ОРУ} := K_{ОРУ.20} \cdot K_{инфл} = 2.196 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в трансформаторы

$$K_{ТР.1} := 2200$$

$$K_{ТР.2} := 1650$$

$$K_{ТР.ПС1} := K_{ТР.1} \cdot 2 \cdot K_{инфл} = 2.477 \cdot 10^4$$

$$K_{ТР.ПС2} := K_{ТР.2} \cdot 2 \cdot K_{инфл} = 1.858 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{ТР} := K_{ТР.ПС1} + K_{ТР.ПС2} = 4.335 \cdot 10^4$$

Капиталовложения в постоянные затраты

$$K_{пост.пс20} := 1800$$

$$\Sigma K_{пост20} := K_{пост.пс20} = 1.8 \cdot 10^3$$

Капиталовложения в компенсирующие устройства

$$K_{КУ.НН} := (2 \cdot 900) \cdot K_{инфл} = 1.013 \cdot 10^4$$

$$\Sigma K_{КУ} := K_{КУ.НН}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$\Sigma K_{пс} := \Sigma K_{пост20} + \Sigma K_{ТР} + \Sigma K_{ОРУ} + \Sigma K_{прос} + \Sigma K_{КУ} = 87924.925$$

Общие капиталовложения

$$K_{об2} := \Sigma K_{пс} + \Sigma K_{ВЛ} = 118031.35$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

Расчет эксплуатационных издержек

На ремонт и эксплуатацию

$$\alpha_{БЛ} := 0.0085 \quad \alpha_{ПС} := 0.05$$

$$I_{экс20} := \Sigma K_{нс} \cdot \alpha_{ПС} + \Sigma K_{БЛ} \cdot \alpha_{БЛ} = 4.652 \cdot 10^3$$

Издержки на амортизационные

$$I_{ам20} := \frac{\Sigma K_{нс}}{20} + \frac{\Sigma K_{БЛ}}{15} = 6.403 \cdot 10^3$$

Издержки на потери в электроэнергии

$$T_{max} := 5500$$

$$T_{зод} := 365 \cdot 24 = 8.76 \cdot 10^3$$

$$T_{мн} := \left(0.124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot T_{зод} = 3979.458$$

Потери в трансформаторах

$$R_{k20} := 46.5 \quad \Delta P_{20} := 9.2$$

$$P_{эф20} := 5.85 \quad Q_{эф20} := 2.34$$

$$\Delta P_{20} := R_{k20} \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{\sqrt{P_{эф20}^2 + Q_{эф20}^2}}{6.3} \right)^2 = 0.047$$

$$\Delta W_m := 2 \cdot (\Delta P_{20} \cdot T_{max} + \Delta P_{20} \cdot 10^{-3} \cdot T_{мн}) = 511.975$$

Потери в линиях

$$P_{эф.лин20} := 3.2 \quad Q_{эф.лин20} := 1.8$$

Приложение В – Экономический расчет рассматриваемых вариантов

$$R_{л20} := 3.62$$

$$\Delta P_{вл20} := \frac{P_{эф.лин} 20^2 + Q_{эф.лин} 20^2}{20^2} \cdot R_{л20} = 0.122$$

$$\Delta W_{вл20} := \Delta P_{вл20} \cdot T_{max} = 670.967$$

Потери в КУ

$$Q_{ном} := 10$$

$$\Delta P_{ку} := 0.0015 \cdot Q_{ном} = 0.015$$

$$\Delta W_{ку} := 2 \cdot T_{max} \cdot \Delta P_{ку} = 165$$

Суммарные потери

$$c_0 := 3.04$$

$$\Delta W_{20} := \Delta W_{вл20} + \Delta W_m + \Delta W_{ку} = 1347.942$$

$$I_{\Delta W20} := c_0 \cdot \Delta W_{20} = 4097.742$$

$$I_{20} := I_{экс20} + I_{ам20} + I_{\Delta W20} = 1.515 \cdot 10^4$$

Расчет среднегодовых

$$3_2 := 0.1 \cdot K_{об2} + I_{20} = 26956.369$$

Сравнение результатов

$$\frac{K_{об1} - K_{об2}}{K_{об1}} \cdot 100 = 19.145$$

$$\frac{I_{\Delta W20} - I_{\Delta W35}}{I_{\Delta W20}} \cdot 100 = 34.195$$

$$\frac{I_{ам35} - I_{ам20}}{I_{ам35}} \cdot 100 = 24.253$$

$$\frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100 = 10.658$$

Приложение Г - Выбор оборудования РУ

Выбор выключателей 20 кВ

$$I_{\text{ПО}} := 12.689$$

$$T_a := 0.02$$

$$I_{\text{откл}} := 16$$

$$K_{\text{уд}} := 1.608$$

$$\beta_H := 40$$

Время отключения

$$t_{\text{откл}} := 2.5 + 0.085 = 2.585$$

Проверка термической устойчивости

$$B_k := I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 419.433$$

Допустимое значение апериодической составляющей

$$i_{\text{анам}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right) = 31.678$$

Нахождение ударного тока

$$i_{\text{уд}} := I_{\text{ПО}} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} = 28.855$$

Апериодическая составляющая тока КЗ

$$\sqrt{2} \cdot 12.689 = 17.945$$

Проверка отключения апериодической составляющей

$$I_{\text{PM}} := \frac{\sqrt{6^2 + 2.4^2}}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0.187$$

Выбираем выключатель ВВ/TEL-20-16/800 У2

Приложение Г - Выбор оборудования РУ

Выбор выключателей 6 кВ

$$I_{\text{ПО}} := 17.052$$

$$T_a := 0.02$$

$$I_{\text{откл}} := 31.5$$

$$K_{\text{УД}} := 1.608$$

$$\beta_H := 40$$

Время отключения

$$t_{\text{откл}} := 2.5 + 0.085 = 2.585$$

Проверка термической устойчивости

$$B_k := I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 757.458$$

Допустимое значение апериодической составляющей

$$i_{\text{анам}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл}} \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right) = 62.367$$

Нахождение ударного тока

$$i_{\text{уд}} := I_{\text{ПО}} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{\text{УД}} = 38.777$$

Апериодическая составляющая тока КЗ

$$\sqrt{2} \cdot 17.052 = 24.115$$

Проверка отключения апериодической составляющей

$$I_{\text{PM}} := \frac{\sqrt{6^2 + 2.4^2}}{\sqrt{3} \cdot 6} = 0.622$$

Выбираем выключатель ВВ/TEL-6-31,5/2000 У2

Приложение Г - Выбор оборудования РУ

Выбор жестких шин

Минимальное сечение по условию термической стойкости

$$I_{PM} := \frac{\sqrt{B_k \cdot 10^6}}{91} = 302.439$$

$$302.439 < 360$$

Выбор изоляторов 20 кВ

$$F_{разр} := 8000$$

$$F_{дон} := 0.6 \cdot F_{разр} = 4.8 \cdot 10^3$$

$$H_{уз} := 350$$

$$K := \frac{350 + 10 + \frac{100}{2}}{350} = 1.171$$

$$F := \sqrt{3} \cdot \frac{28855^2}{0.75} \cdot 1 \cdot K \cdot 10^{-7} = 225.246$$

Выбор изоляторов 6 кВ

$$F_{разр} := 6000$$

$$F_{дон} := 0.6 \cdot F_{разр} = 3.6 \cdot 10^3$$

$$H_{уз} := 130$$

$$K := \frac{H_{уз} + 10 + \frac{100}{2}}{H_{уз}} = 1.462$$

$$F := \sqrt{3} \cdot \frac{38777^2}{0.5} \cdot 1 \cdot K \cdot 10^{-7} = 761.289$$

Приложение Г - Выбор оборудования РУ

Выбор трансформаторов тока 20 кВ

$$I_p := 187 \quad I_{\text{емор}} := 5$$

$$S_{\text{с.ч}} := 15$$

ТОЛ-20-2

200 А

20 В*А

$$\cos\phi := 0.8$$

$$R_{\text{мп}} := \frac{20}{5^2} = 0.8$$

$$R_{\text{проб}} := \frac{15}{5^2} = 0.6$$

$$R_{\text{дон.мп}} := 0.8 - 0.60 - 0.05 = 0.15$$

$$q_{\text{min}} := \frac{0.0283 \cdot 40}{0.15} = 7.547$$

АКРВГ-10

$$R_{\text{прое}} := \frac{0.0283 \cdot 40}{10} = 0.113$$

$$R_2 := 0.6 + 0.05 + 0.114 = 0.764$$

Выбор трансформаторов тока 6 кВ

$$I_p := 622 \quad I_{\text{емор}} := 5$$

$$S_{\text{с.ч}} := 13.1$$

ТОЛК-6-1

200 А

20 В*А

$$\cos\phi := 0.8$$

Приложение Г - Выбор оборудования РУ

$$R_{\text{тр}} := \frac{20}{5^2} = 0.8$$

$$R_{\text{проб}} := \frac{13.1}{5^2} = 0.524$$

$$R_{\text{доп.пр}} := 0.8 - 0.524 - 0.05 = 0.226$$

$$q_{\text{min}} := \frac{0.0283 \cdot 6}{0.23} = 0.738$$

АКРВГ-2

$$R_{\text{прое}} := \frac{0.0283 \cdot 6}{2} = 0.085$$

$$R_2 := 0.52 + 0.05 + 0.085 = 0.655$$

Приложение Д - Расчет заземления и молниезащиты

Расчет заземления на подстанции

$$I_{кз} := 12.698$$

$$T := 240$$

$$D_z := 16$$

$$t := 0.255$$

$$\alpha_k := 0.243$$

$$S_{np.с} := 242$$

$$\beta := 21$$

$$a_k := 0.005$$

$$A := 30$$

$$b_k := 0.0031$$

$$B := 31$$

$$c_k := 0.041$$

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 1.122 \cdot 10^3$$

$$I_k := 3 \cdot I_{кз} = 38.094$$

$$F_{m.c} := \sqrt{\frac{38094^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} = 209.888$$

$$S_{np.с} \geq F_{m.c}$$

$$S_{cp} := 0.1$$

$$q_{хор} := \pi \cdot S_{cp} \cdot (D_z + S_{cp}) = 5.058$$

$$r_3 := 0.5$$

$$r_c := 1.3$$

$$R_n := \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_c} = 1.231$$

$$R_n := \frac{1}{R_n} = 0.813$$

$$K_c := 1.2$$

$$\rho_{y\delta} := 60$$

Приложение Д - Расчет заземления и молниезащиты

$$\rho_{\text{экс}} := K_c \cdot \rho_{\text{уд}} = 72$$

$$L_B := 5$$

$$d := 0.016$$

$$T := 3.3$$

$$R_0 := \frac{\rho_{\text{экс}}}{2 \cdot \pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_B^2}{d} \right) \right) + 0.5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) = 18.841$$

$$\eta_B := 0.6$$

$$n_0 := \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_{\kappa}} = 38.649$$

$$K_c := 1.5$$

$$\rho_{\text{уд}} := 60$$

$$\rho_{\text{экс}} := K_c \cdot \rho_{\text{уд}} = 90$$

$$P := (A + B) \cdot 2 = 122$$

$$\eta_{\Gamma} := 0.24$$

$$t := 0.8$$

$$R_z := \frac{1}{\eta_{\Gamma}} \cdot \frac{\rho_{\text{экс}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot P^2}{0.04 \cdot t} \right) = 6.723$$

$$R_g := \frac{R_z \cdot R_{\kappa}}{R_z - R_{\kappa}} = 0.924$$

$$n_g := \frac{R_0}{R_g \cdot 0.47} = 43.377$$

$$n_b := \frac{B + 2 \cdot 1.5}{6} = 5.667$$

$$n_a := \frac{A + 2 \cdot 1.5}{6} = 5.5$$

Приложение Д - Расчет заземления и молниезащиты

$$n_a := 6 \quad n_b := 6 \quad n_g := 44$$

$$L_z := n_b \cdot (n_a - 1) \cdot 6 + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot 6 = 360$$

$$S_3 := (n_a - 1) \cdot 6 \cdot (n_b - 1) \cdot 6 = 900$$

$$L_{cp} := \frac{A + 3 + B + 3}{2} = 33.5$$

$$n_{cp} := \frac{L_z}{L_{cp}} + 1 = 11.746$$

$$n_{cp} := 12$$

$$R_{опв} := \frac{R_g \cdot R_z}{0.5 \cdot (n_g \cdot R_z + n_{cp} \cdot R_g)} = 0.0405$$

$$a_u := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{зкс} + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1.022$$

$$R_u := R_{опв} \cdot a_u = 0.0414$$

Расчет молниезащиты на уровне линейного портала

$$h_1 := 20$$

$$h_x := 7.85$$

$$r_0 := 1.2 \cdot h_1 = 24$$

$$h_0 := 0.85 \cdot h_1 = 17$$

$$r_{x1} := \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = 12.918$$

Приложение Д - Расчет заземления и молниезащиты

Расчет молниезащиты на уровне земли

$$h_1 := 20$$

$$h_x := 4$$

$$r_0 := 1.2 \cdot h_1 = 24$$

$$h_0 := 0.85 \cdot h_1 = 17$$

$$r_{x1} := \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = 18.353$$

Расчет молниезащиты на линейном портале

$$h_1 := 11.85$$

$$h_x := 7.85$$

$$r_0 := 1.2 \cdot h_1 = 14.22$$

$$h_0 := 0.85 \cdot h_1 = 10.073$$

$$r_{x1} := \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = 3.138$$

Расчет молниезащиты на линейном портале

$$h_1 := 14.35$$

$$h_{x1} := 7.85$$

$$h_{x2} := 4$$

$$r_0 := 1.2 \cdot h_1 = 17.22$$

$$h_0 := 0.85 \cdot h_1 = 12.198$$

$$r_{x1} := \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_{x1})}{h_0} = 6.138$$

$$r_{x2} := \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_{x2})}{h_0} = 11.573$$

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 1 – Узлы нормального режима для варианта №2.

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	dV
База	1	Русская ВН	220	1	0	0	-1.43	-1.58	228.7	-10	10	0	228.70	0.00	3.95
Нагр	2	Русская Нейтраль АТ1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229.18	0.08	4.17
Нагр	3	Русская Нейтраль АТ2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	229.23	0.08	4.20
Нагр	4	Русская СН	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	5	Русская НН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.01	0.22	0.04
Нагр	6	Русская НН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.04	0.24	0.10
Нагр	7	Центральная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.04	0.24	0.11
Нагр	8	Центральная НН1	10	1	5.4	2.2	0	0	0	0	0	0	10.16	0.48	1.60
Нагр	9	Центральная НН2	10	1	2.6	1.1	0	0	0	0	0	0	10.12	1.16	1.20
Ген	10	Центральная Г1	10	1	0	0	6.6	5.52	10.16	-10	10	0	10.16	0.48	1.60
Ген	11	Центральная Г2	10	1	0	0	6.6	2.6	10.16	-10	10	0	0.00	0.00	0.00
Ген	12	Центральная Г3	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0	0.00	0.00	0.00
Ген	13	Центральная Г4	10	1	0	0	6.6	3.33	10.12	-10	10	0	10.12	1.16	1.20
Ген	14	Центральная Г5	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	15	Океанариум ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.50	0.55	1.42
Нагр	16	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	0	10.46	1.87	4.60
Нагр	17	Океанариум НН2	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	0	10.18	1.99	1.80
Ген	18	Океанариум Г1	10	1	0	0	6.6	5.62	10.46	-10	10	0	10.46	1.87	4.60
Ген	19	Океанариум Г2	10	1	0	0	6.6	1.35	10.18	-10	10	0	10.18	1.99	1.80
Нагр	20	Коммунальная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.13	0.21	0.38
Нагр	21	Коммунальная НН1	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	0	10.32	0.09	3.24
Нагр	22	Коммунальная НН2	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	0	10.32	0.09	3.24
Нагр	23	Отп.1 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.14	0.22	0.41
Нагр	24	Отп.2 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	35.14	0.22	0.41
Нагр	25	Зеленая ВН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	37.19	-3.14	6.25

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 1

Нагр	26	Зеленая ВН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	36.14	-5.70	3.26
Нагр	27	Зеленая НН1	6	1	1.2	0.5	0	0	0	0	0	0	6.51	-5.71	8.50
Нагр	28	Зеленая НН2	6	1	0.8	0.3	0	0	0	0	0	0	6.51	-5.71	8.50
Нагр	29	КЭТ ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34.54	-0.09	-1.33
Нагр	30	КЭТ НН1	6	1	0	0	0	0	0	0	0	0	6.13	-1.51	2.20
Нагр	31	КЭТ НН2	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	0	6.13	-1.51	2.20
Нагр	32	КЭТ НН3	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	0	6.13	-1.51	2.20
Нагр	33	Эгершельд ВН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	0	37.22	-3.22	6.35
Нагр	34	Эгершельд ВН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	0	37.45	-2.93	7.01
Нагр	35	Эгершельд НН1	6	2	8.6	3.45	0	0	0	0	0	0	6.15	-6.81	2.51
Нагр	36	Эгершельд НН2	6	2	3.5	1.4	0	0	0	0	0	0	6.32	-4.34	5.38
Нагр	37	Отп.1 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	37.19	-3.14	6.25
Нагр	38	Отп.2 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34.80	0.06	-0.58
База	39	Бурная ВН	110	2	0	0	33.06	17.76	119.4	-10	10	0	119.40	0.00	8.55
Нагр	40	Бурная Нейтраль Т1	110	2	0	0	0	0	0	0	0	0	116.82	-2.38	6.20
Нагр	41	Бурная Нейтраль Т2	110	2	0	0	0	0	0	0	0	0	116.84	-2.39	6.22
Нагр	42	Бурная СН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	0	37.54	-3.19	7.27
Нагр	43	Бурная СН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	0	37.66	-2.90	7.61
Нагр	44	Бурная НН	6	2	18.7	7.5	0	0	0	0	0	0	6.42	-2.37	7.03
Нагр	45	КЭТ НН4	20	1	0	0	0	0	0	0	0	0	20.65	-2.24	3.24
Нагр	46	КЭТ НН5	20	1	0	0	0	0	0	0	0	0	20.65	-2.24	3.24
Нагр	47	Остров ВН	20	3	0	0	0	0	0	0	0	0	19.88	-2.45	-0.60
Нагр	48	Остров НН1	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	0	5.99	-9.00	-0.11
Нагр	49	Остров НН2	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	0	5.99	-9.00	-0.11

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 2 – Ветви нормального режима для варианта №2.

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ1	1.4	104	6	1	0	0	1	1	3
Тр-р	1	3	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ2	1.4	104	6	1	0	0	1	1	3
Тр-р	2	4	Русская Нейтраль АТ1 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	3	4	Русская Нейтраль АТ2 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	2	5	Русская Нейтраль АТ1 - Русская НН1	1.4	195	6	0.152	0	0	1	1	3
Тр-р	3	6	Русская Нейтраль АТ2 - Русская НН2	1.4	195	6	0.152	0	0	1	1	3
ЛЭП	5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	12	8	228
ЛЭП	6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	1	1	27
Тр-р	7	8	Центральная ВН - Центральная НН1	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	1	3	56
Тр-р	7	9	Центральная ВН - Центральная НН2	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	4	2	74
Выкл	8	10	Центральная НН1 - Центральная Г1	0	0	0	0	0	0	7	6	489
Выкл	8	11	Центральная НН1 - Центральная Г2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	12	Центральная НН2 - Центральная Г3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	13	Центральная НН2 - Центральная Г4	0	0	0	0	0	0	7	3	422
Выкл	9	14	Центральная НН2 - Центральная Г5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	2	67
ЛЭП	7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	2	67
ЛЭП	23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	2	71

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 2

ЛЭП	24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	2	71
ЛЭП	23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
ЛЭП	24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
Тр-р	15	16	Океанариум ВН - Океанариум НН1	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	4	92
Тр-р	15	17	Океанариум ВН - Океанариум НН2	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	0	62
Выкл	16	18	Океанариум НН1 - Океанариум Г1	0	0	0	0	0	0	7	6	478
Выкл	17	19	Океанариум НН2 - Океанариум Г2	0	0	0	0	0	0	7	1	382
Тр-р	20	21	Коммунальная ВН - Коммунальная НН1	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
Тр-р	20	22	Коммунальная ВН - Коммунальная НН2	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
ЛЭП	5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	0.39	0.53	0	0	0	0	-11	-6	206
ЛЭП	38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	2.76	3.92	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	2.97	4	0	0	0	0	-2	-1	35
ЛЭП	37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	0.01	0.01	0	0	0	0	-2	-1	35
ЛЭП	37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН	0.53	0.57	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	38	29	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН	0.51	0.59	0	0	0	0	-11	-6	206
Тр-р	25	27	Зеленая ВН1 - Зеленая НН1	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	-2	-1	35
Тр-р	26	28	Зеленая ВН2 - Зеленая НН2	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	0	0	0
Тр-р	29	30	КЭТ ВН - КЭТ НН1	3.4	27.6	28.2	0.18	0	0	-1	0	20
Тр-р	29	31	КЭТ ВН - КЭТ НН2	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	31
Тр-р	29	32	КЭТ ВН - КЭТ НН3	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	31
ЛЭП	33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	1.08	0.62	0	0	0	0	9	4	149
ЛЭП	34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	1.12	0.64	0	0	0	0	6	3	94
Тр-р	33	35	Эгершельд ВН1 - Эгершельд НН1	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-9	-4	149

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 2

Тр-р	34	36	Эгершельд ВН2 - Эгершельд НН2	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-4	-2	59
Тр-р	39	40	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т1	0.8	35.5	18.15	1	0	0	-17	-9	91
Тр-р	39	41	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т2	0.8	35.5	18.2	1	0	0	-17	-9	91
Тр-р	40	42	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная СН1	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-9	-5	49
Тр-р	41	43	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная СН2	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-6	-3	31
Тр-р	40	44	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-8	-3	41
Тр-р	41	44	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-11	-5	59
Выкл	5	6	Русская НН1 - Русская НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	8	9	Центральная НН1 - Центральная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	Океанариум НН1 - Океанариум НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	21	22	Коммунальная НН1 - Коммунальная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	27	28	Зеленая НН1 - Зеленая НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	77
Выкл	30	31	КЭТ НН1 - КЭТ НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	112
Выкл	31	32	КЭТ НН2 - КЭТ НН3	0	0	0	0	0	0	-1	0	56
Выкл	33	34	Эгершельд ВН1 - Эгершельд ВН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	35	36	Эгершельд НН1 - Эгершельд НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	42	43	Бурная СН1 - Бурная СН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	29	45	КЭТ ВН - КЭТ НН4	1.4	14.6	46.3	0.614	2	3	-3	-2	63
Тр-р	29	46	КЭТ ВН - КЭТ НН5	1.4	14.6	46.3	0.614	2	3	-3	-2	63
ЛЭП	45	47	КЭТ НН4 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	-3	-2	101
ЛЭП	46	47	КЭТ НН5 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	-3	-2	101
Тр-р	47	48	Остров ВН - Остров НН1	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	101
Тр-р	47	49	Остров ВН - Остров НН2	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	101
Выкл	45	46	КЭТ НН4 - КЭТ НН5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	48	49	Остров НН1 - Остров НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 3 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме для варианта №2.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)_ДДТ Н	Идоп_25_ДДТ Н	Идоп_расч_ДДТ Н	I/I_dop_ДДТ Н
5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	228	228	ВН	1	525	700.9	32.5
6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	27	27	ВН	1	525	700.9	3.9
7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	67	67	ВН	1	230	307.1	21.7
7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	67	67	ВН	1	230	307.1	21.7
23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	71	71	ВН	1	230	307.1	23.1
24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	71	71	ВН	1	230	307.1	23.1
23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1	230	307.1	1.4
24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1	230	307.1	1.4
5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	206	206	ВН	1	275	367.1	56.2
38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0	0	ВН	1	275	367.1	0
6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	0	0	ВН	1	275	367.1	0
34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	35	35	ВН	1	265	353.8	9.8
37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	35	35	ВН	1	265	353.8	9.8
37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН	0	0	ВН	1	346	461.9	0
38	29	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН	206	206	ВН	1	346	461.9	44.6
33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	149	149	ВН	1	440	587.4	25.4
34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	94	94	ВН	1	440	587.4	16.0
45	47	КЭТ НН4 - Остров ВН	101	101	ВН	1	240	320.4	31.5
46	47	КЭТ НН5 - Остров ВН	101	101	ВН	1	240	320.4	31.5

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

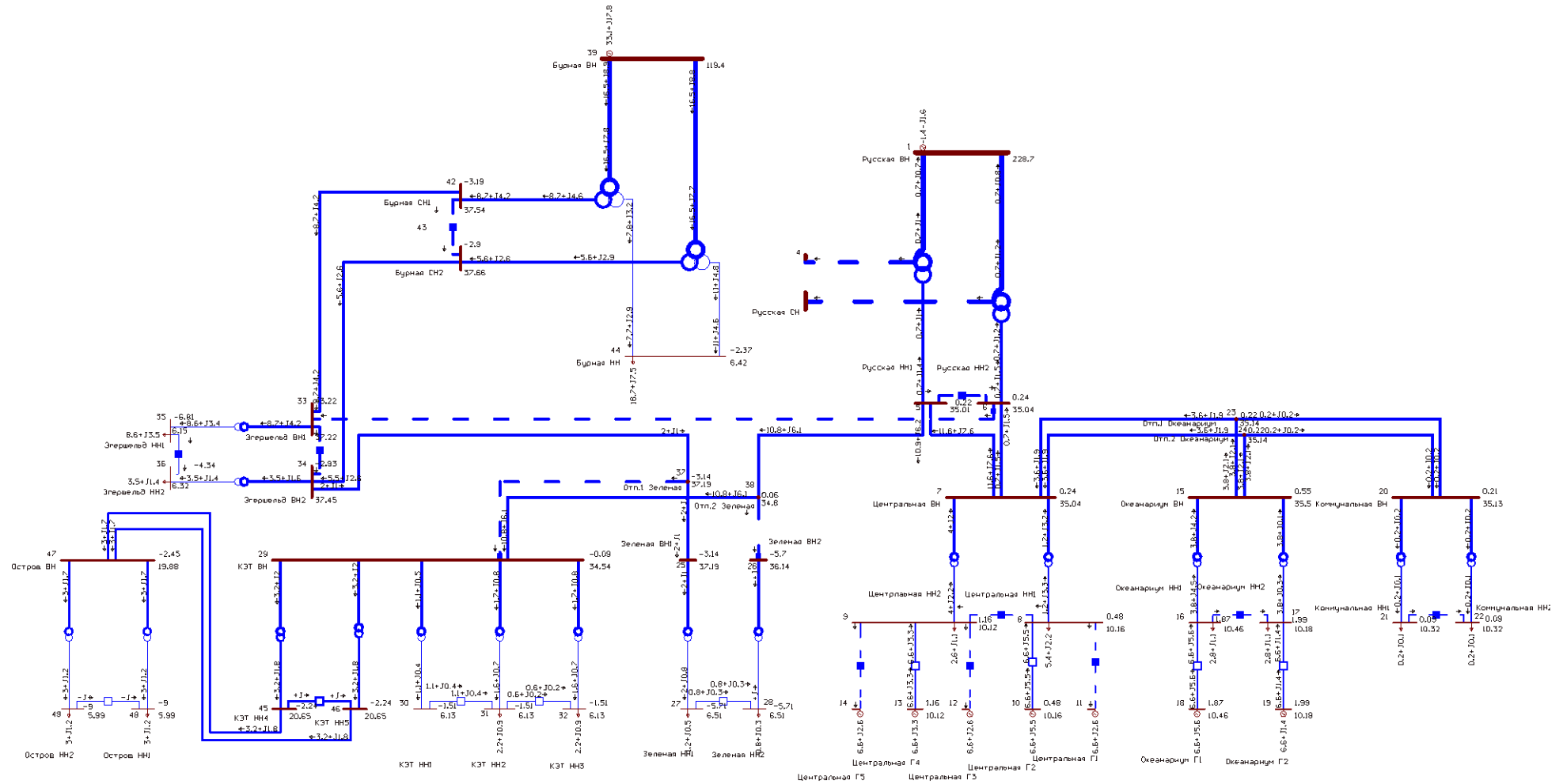


Рисунок 1 – Схема потокораспределения в нормальном режиме для варианта №2.

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 4 – Узлы послеаварийного режима для варианта №2.

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Русская ВН	220	1	0	0	-12.31	-3.34	228.7	-10	10	228.70	0.00	3.95
Нагр	2	Русская Нейтраль АТ1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	229.66	0.70	4.39
Нагр	3	Русская Нейтраль АТ2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	229.66	0.70	4.39
Нагр	4	Русская СН	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	5	Русская НН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.23	1.98	0.66
Нагр	6	Русская НН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.23	1.98	0.66
Нагр	7	Центральная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.24	2.00	0.69
Нагр	8	Центральная НН1	10	1	5.4	2.2	0	0	0	0	0	10.16	2.25	1.60
Нагр	9	Центральная НН2	10	1	2.6	1.1	0	0	0	0	0	10.12	2.92	1.20
Ген	10	Центральная Г1	10	1	0	0	6.6	4.1	10.16	-10	10	10.16	2.26	1.60
Ген	11	Центральная Г2	10	1	0	0	6.6	2.6	10.16	-10	10	0.00	0.00	0.00
Ген	12	Центральная Г3	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0.00	0.00	0.00
Ген	13	Центральная Г4	10	1	0	0	6.6	1.9	10.12	-10	10	10.12	2.93	1.20
Ген	14	Центральная Г5	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0.00	0.00	0.00
Нагр	15	Океанариум ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.64	2.38	1.84
Нагр	16	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	10.46	3.70	4.60
Нагр	17	Океанариум НН2	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	10.18	3.82	1.80
Ген	18	Океанариум Г1	10	1	0	0	6.6	4.98	10.46	-10	10	10.46	3.70	4.60
Ген	19	Океанариум Г2	10	1	0	0	6.6	0.74	10.18	-10	10	10.18	3.83	1.80
Нагр	20	Коммунальная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.33	2.00	0.94
Нагр	21	Коммунальная НН1	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	10.38	1.87	3.82
Нагр	22	Коммунальная НН2	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	10.38	1.87	3.82
Нагр	23	Отп.1 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.34	2.00	0.97
Нагр	24	Отп.2 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.34	2.00	0.97

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 4

Нагр	25	Зеленая ВН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.92	-6.40	-3.09
Нагр	26	Зеленая ВН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	32.77	-9.48	-6.38
Нагр	27	Зеленая НН1	6	1	1.2	0.5	0	0	0	0	0	5.90	-9.49	-1.63
Нагр	28	Зеленая НН2	6	1	0.8	0.3	0	0	0	0	0	5.90	-9.49	-1.63
Нагр	29	КЭТ ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.64	-6.55	-3.89
Нагр	30	КЭТ НН1	6	1	0	0	0	0	0	0	0	5.97	-8.04	-0.53
Нагр	31	КЭТ НН2	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	5.97	-8.04	-0.53
Нагр	32	КЭТ НН3	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	5.97	-8.04	-0.53
Нагр	33	Эгершельд ВН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	36.77	-4.16	5.06
Нагр	34	Эгершельд ВН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	35.96	-4.97	2.75
Нагр	35	Эгершельд НН1	6	2	8.6	3.45	0	0	0	0	0	6.07	-7.84	1.18
Нагр	36	Эгершельд НН2	6	2	3.5	1.4	0	0	0	0	0	6.06	-6.50	1.07
Нагр	37	Отп.1 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.92	-6.40	-3.08
Нагр	38	Отп.2 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.64	-6.55	-3.89
База	39	Бурная ВН	110	2	0	0	45.1	27.5	119.4	-10	10	119.40	0.00	8.55
Нагр	40	Бурная Нейтраль Т1	110	2	0	0	0	0	0	0	0	115.45	-3.30	4.96
Нагр	41	Бурная Нейтраль Т2	110	2	0	0	0	0	0	0	0	115.39	-3.28	4.90
Нагр	42	Бурная СН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	37.10	-4.13	5.99
Нагр	43	Бурная СН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	36.67	-4.96	4.78
Нагр	44	Бурная НН	6	2	18.7	7.5	0	0	0	0	0	6.34	-3.27	5.74
Нагр	45	КЭТ НН4	20	1	0	0	0	0	0	0	0	20.03	-8.92	0.16
Нагр	46	КЭТ НН5	20	1	0	0	0	0	0	0	0	20.03	-8.92	0.15
Нагр	47	Остров ВН	20	3	0	0	0	0	0	0	0	18.36	-9.33	-8.21
Нагр	48	Остров НН1	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	5.46	-17.02	-9.04
Нагр	49	Остров НН2	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	5.46	-17.02	-9.04

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 5 – Ветви нормального режима для варианта №2.

Тип	N_нач	N_кон	ID Группы	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	0	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ1	1.4	104	6	1	0	0	6	2	16
Тр-р	1	3	0	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ2	1.4	104	6	1	0	0	6	2	16
Тр-р	2	4	0	Русская Нейтраль АТ1 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	3	4	0	Русская Нейтраль АТ2 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	2	5	0	Русская Нейтраль АТ1 - Русская НН1	1.4	195	6	0.152	0	0	6	2	16
Тр-р	3	6	0	Русская Нейтраль АТ2 - Русская НН2	1.4	195	6	0.152	0	0	6	2	16
ЛЭП	5	7	0	Русская НН1 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	6	3	109
ЛЭП	6	7	0	Русская НН2 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	6	3	109
Тр-р	7	8	0	Центральная ВН - Центральная НН1	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	1	2	35
Тр-р	7	9	0	Центральная ВН - Центральная НН2	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	4	1	66
Выкл	8	10	0	Центральная НН1 - Центральная Г1	0	0	0	0	0	0	7	4	442
Выкл	8	11	0	Центральная НН1 - Центральная Г2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	12	0	Центральная НН2 - Центральная Г3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	13	0	Центральная НН2 - Центральная Г4	0	0	0	0	0	0	7	2	392
Выкл	9	14	0	Центральная НН2 - Центральная Г5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	23	0	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	1	62
ЛЭП	7	24	0	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	1	62
ЛЭП	23	15	0	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	1	66
ЛЭП	24	15	0	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	1	66
ЛЭП	23	20	0	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
ЛЭП	24	20	0	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
Тр-р	15	16	0	Океанариум ВН - Океанариум НН1	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	4	85
Тр-р	15	17	0	Океанариум ВН - Океанариум НН2	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	-1	62
Выкл	16	18	0	Океанариум НН1 - Океанариум Г1	0	0	0	0	0	0	7	5	456
Выкл	17	19	0	Океанариум НН2 - Океанариум Г2	0	0	0	0	0	0	7	1	377

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 5

Тр-р	20	21	0	Коммунальная ВН - Коммунальная НН1	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
Тр-р	20	22	0	Коммунальная ВН - Коммунальная НН2	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
ЛЭП	5	38	0	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	0.39	0.53	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	38	26	0	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	33	0	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	2.76	3.92	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	34	37	0	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	2.97	4	0	0	0	0	-14	-8	257
ЛЭП	37	25	0	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	0.01	0.01	0	0	0	0	-2	-1	38
ЛЭП	37	29	0	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН	0.53	0.57	0	0	0	0	-11	-6	219
ЛЭП	38	29	0	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН	0.51	0.59	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	25	27	0	Зеленая ВН1 - Зеленая НН1	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	-2	-1	38
Тр-р	26	28	0	Зеленая ВН2 - Зеленая НН2	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	0	0	0
Тр-р	29	30	0	КЭТ ВН - КЭТ НН1	3.4	27.6	28.2	0.18	0	0	-1	0	21
Тр-р	29	31	0	КЭТ ВН - КЭТ НН2	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	31
Тр-р	29	32	0	КЭТ ВН - КЭТ НН3	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	31
ЛЭП	33	42	0	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	1.08	0.62	0	0	0	0	9	4	151
ЛЭП	34	43	0	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	1.12	0.64	0	0	0	0	17	10	319
Тр-р	33	35	0	Эгершельд ВН1 - Эгершельд НН1	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-9	-4	151
Тр-р	34	36	0	Эгершельд ВН2 - Эгершельд НН2	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-4	-2	62
Тр-р	39	40	0	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т1	0.8	35.5	18.15	1	0	0	-23	-14	128
Тр-р	39	41	0	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т2	0.8	35.5	18.2	1	0	0	-22	-14	128
Тр-р	40	42	0	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная СН1	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-9	-5	50
Тр-р	41	43	0	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная СН2	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-18	-11	104
Тр-р	40	44	0	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-14	-7	78
Тр-р	41	44	0	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-5	-1	25

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 5

Выкл	5	6	0	Русская НН1 - Русская НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	8	9	0	Центральная НН1 - Центральная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	0	Океанариум НН1 - Океанариум НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	21	22	0	Коммунальная НН1 - Коммунальная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	27	28	0	Зеленая НН1 - Зеленая НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	84
Выкл	30	31	0	КЭТ НН1 - КЭТ НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	114
Выкл	31	32	0	КЭТ НН2 - КЭТ НН3	0	0	0	0	0	0	-1	0	57
Выкл	33	34	0	Эгершельд ВН1 - Эгершельд ВН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	35	36	0	Эгершельд НН1 - Эгершельд НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	42	43	0	Бурная СН1 - Бурная СН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	29	45	0	КЭТ ВН - КЭТ НН4	1.4	14.6	46.3	0.614	2	3	-3	-2	68
Тр-р	29	46	0	КЭТ ВН - КЭТ НН5	1.4	14.6	46.3	0.614	2	3	-3	-2	68
ЛЭП	45	47	0	КЭТ НН4 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	46	47	0	КЭТ НН5 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	-7	-4	220
Тр-р	47	48	0	Остров ВН - Остров НН1	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	110
Тр-р	47	49	0	Остров ВН - Остров НН2	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	110
Выкл	45	46	0	КЭТ НН4 - КЭТ НН5	0	0	0	0	0	0	-3	-2	110
Выкл	48	49	0	Остров НН1 - Остров НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП в аварийном режиме для варианта №2.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)_ДДТ Н	Iдоп_25_ДДТ Н	Iдоп_расч_ДДТ Н	I/I_dop_ДДТ Н
5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	109	109	ВН	1.00	525.00	700.9	15.6
6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	109	109	ВН	1.00	525.00	700.9	15.6
7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	62	62	ВН	1.00	230.00	307.1	20.3
7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	62	62	ВН	1.00	230.00	307.1	20.3
23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	66	66	ВН	1.00	230.00	307.1	21.6
24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	66	66	ВН	1.00	230.00	307.1	21.6
23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1.00	230.00	307.1	1.4
24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1.00	230.00	307.1	1.4
5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	0	0	ВН	1.00	275.00	367.1	0.0
38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0	0	ВН	1.00	275.00	367.1	0.0
6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	0	0	ВН	1.00	275.00	367.1	0.0
34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	257	257	ВН	1.00	265.00	353.8	72.7
37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	38	38	ВН	1.00	265.00	353.8	10.8
37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН	219	219	ВН	1.00	346.00	461.9	47.4
38	29	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН	0	0	ВН	1.00	346.00	461.9	0.0
33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	151	151	ВН	1.00	440.00	587.4	25.7
34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	319	319	ВН	1.00	440.00	587.4	54.2
45	47	КЭТ НН4 - Остров ВН	0	0	ВН	1.00	240.00	320.4	0.0
46	47	КЭТ НН5 - Остров ВН	220	220	ВН	1.00	240.00	320.4	68.8

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

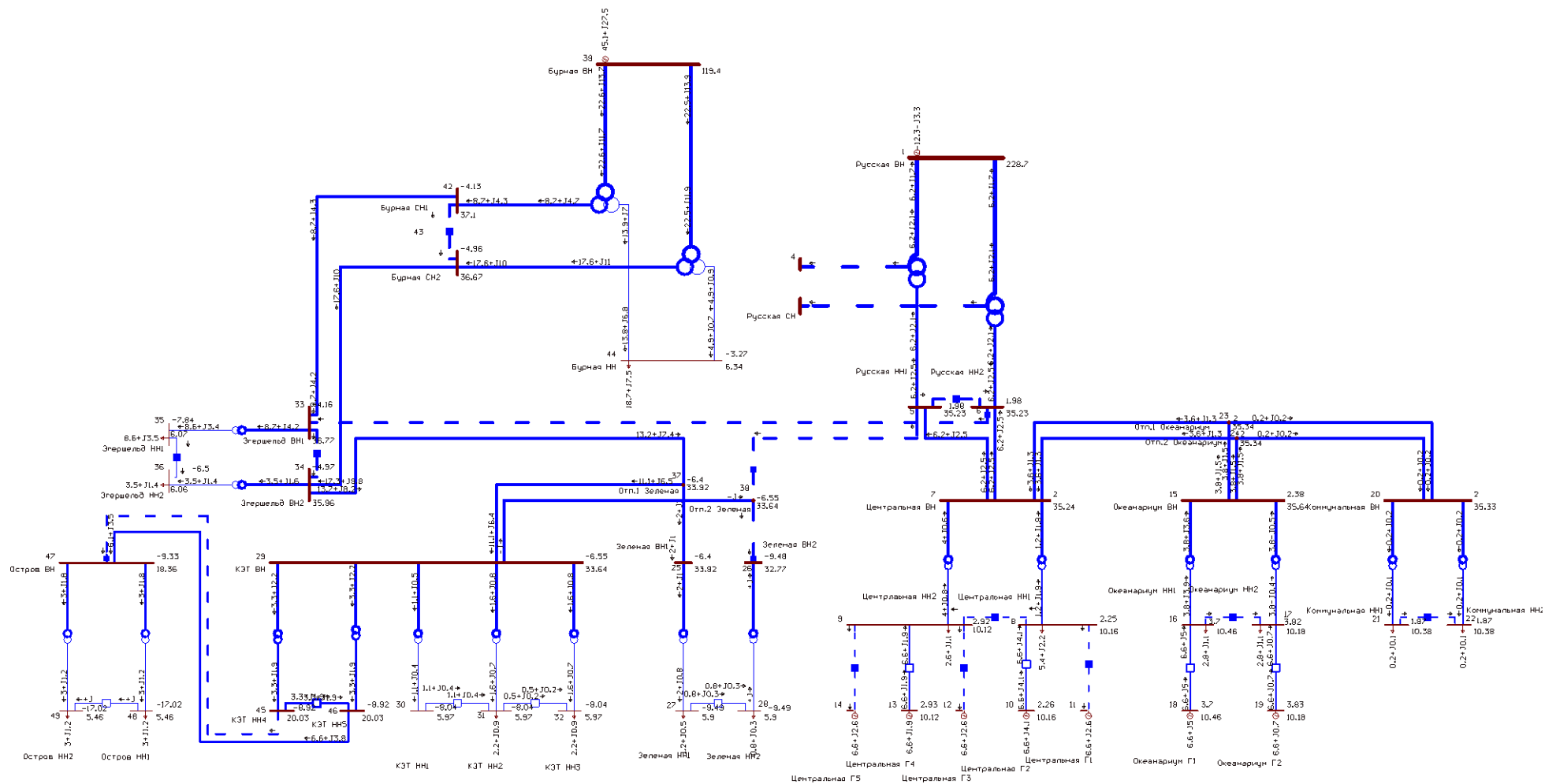


Рисунок 2 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для варианта №2.

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 7 – Узлы нормального режима для варианта №2 (оптимизированный).

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Русская ВН	220	1	0	0	-5.92	-2.22	228.7	-10	10	228.70	0.00	3.95
Нагр	2	Русская Нейтраль АТ1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	229.35	0.33	4.25
Нагр	3	Русская Нейтраль АТ2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	229.39	0.34	4.27
Нагр	4	Русская СН	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	5	Русская НН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.09	0.95	0.26
Нагр	6	Русская НН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.10	0.96	0.30
Нагр	7	Центральная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.11	0.97	0.32
Нагр	8	Центральная НН1	10	1	5.4	2.2	0	0	0	0	0	10.16	1.21	1.60
Нагр	9	Центральная НН2	10	1	2.6	1.1	0	0	0	0	0	10.12	1.89	1.20
Ген	10	Центральная Г1	10	1	0	0	6.6	5.02	10.16	-10	10	10.16	1.22	1.60
Ген	11	Центральная Г2	10	1	0	0	6.6	2.6	10.16	-10	10	0.00	0.00	0.00
Ген	12	Центральная Г3	10	1	0	0	6.6	2.6	10.16	-10	10	0.00	0.00	0.00
Ген	13	Центральная Г4	10	1	0	0	6.6	2.84	10.12	-10	10	10.12	1.89	1.20
Ген	14	Центральная Г5	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0.00	0.00	0.00
Нагр	15	Океанариум ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.55	1.30	1.57
Нагр	16	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	10.46	2.62	4.60
Нагр	17	Океанариум НН2	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	10.18	2.75	1.80
Ген	18	Океанариум Г1	10	1	0	0	6.6	5.39	10.46	-10	10	10.46	2.63	4.60
Ген	19	Океанариум Г2	10	1	0	0	6.6	1.13	10.18	-10	10	10.18	2.75	1.80
Нагр	20	Коммунальная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.20	0.95	0.58
Нагр	21	Коммунальная НН1	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	10.34	0.82	3.45
Нагр	22	Коммунальная НН2	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	10.34	0.82	3.45
Нагр	23	Отп.1 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.21	0.96	0.60
Нагр	24	Отп.2 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.21	0.96	0.60
Нагр	25	Зеленая ВН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	36.32	-4.20	3.76

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 7

Нагр	26	Зеленая ВН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	27	Зеленая НН1	6	1	1.2	0.5	0	0	0	0	0	6.43	-5.79	7.10
Нагр	28	Зеленая НН2	6	1	0.8	0.3	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	29	КЭТ ВН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	36.22	-4.26	3.48
Нагр	30	КЭТ НН1	6	1	0	0	0	0	0	0	0	6.44	-5.55	7.33
Нагр	31	КЭТ НН2	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	6.44	-5.55	7.33
Нагр	32	КЭТ НН3	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	6.44	-5.55	7.33
Нагр	33	Эгершельд ВН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	37.11	-3.51	6.04
Нагр	34	Эгершельд ВН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	37.07	-3.57	5.92
Нагр	35	Эгершельд НН1	6	2	8.6	3.45	0	0	0	0	0	6.13	-7.12	2.20
Нагр	36	Эгершельд НН2	6	2	3.5	1.4	0	0	0	0	0	6.26	-5.01	4.28
Нагр	37	Отп.1 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	36.32	-4.20	3.76
Нагр	38	Отп.2 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	34.96	0.87	-0.12
База	39	Бурная ВН	110	2	0	0	36.82	20.11	119.4	-10	10	119.40	0.00	8.55
Нагр	40	Бурная Нейтраль Т1	110	2	0	0	0	0	0	0	0	116.49	-2.66	5.90
Нагр	41	Бурная Нейтраль Т2	110	2	0	0	0	0	0	0	0	116.49	-2.66	5.90
Нагр	42	Бурная СН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	37.44	-3.47	6.96
Нагр	43	Бурная СН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	37.42	-3.53	6.93
Нагр	44	Бурная НН	6	2	18.7	7.5	0	0	0	0	0	6.40	-2.65	6.72
Нагр	45	КЭТ ВН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	34.80	0.79	-0.58
Нагр	46	КЭТ НН4	20	1	0	0	0	0	0	0	0	20.52	-1.33	2.60
Нагр	47	КЭТ НН5	20	1	0	0	0	0	0	0	0	20.52	-1.33	2.60
Нагр	48	Остров ВН	20	3	0	0	0	0	0	0	0	19.75	-1.54	-1.26
Нагр	49	Остров НН1	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	5.95	-8.18	-0.89
Нагр	50	Остров НН2	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	5.95	-8.18	-0.89

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 8 – Ветви нормального режима для варианта №2 (оптимизированный).

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ1	1.4	104	6	1	0	0	3	1	8
Тр-р	1	3	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ2	1.4	104	6	1	0	0	3	1	8
Тр-р	2	4	Русская Нейтраль АТ1 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	3	4	Русская Нейтраль АТ2 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	2	5	Русская Нейтраль АТ1 - Русская НН1	1.4	195	6	0.152	0	0	3	1	8
Тр-р	3	6	Русская Нейтраль АТ2 - Русская НН2	1.4	195	6	0.152	0	0	3	1	8
ЛЭП	5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	9	6	181
ЛЭП	6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	3	2	58
Тр-р	7	8	Центральная ВН - Центральная НН1	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	1	3	48
Тр-р	7	9	Центральная ВН - Центральная НН2	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	4	2	70
Выкл	8	10	Центральная НН1 - Центральная Г1	0	0	0	0	0	0	7	5	471
Выкл	8	11	Центральная НН1 - Центральная Г2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	12	Центральная НН2 - Центральная Г3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	13	Центральная НН2 - Центральная Г4	0	0	0	0	0	0	7	3	410
Выкл	9	14	Центральная НН2 - Центральная Г5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	2	65
ЛЭП	7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	2	65
ЛЭП	23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	2	69
ЛЭП	24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	2	69
ЛЭП	23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
ЛЭП	24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 8

Тр-р	15	16	Океанариум ВН - Океанариум НН1	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	4	90
Тр-р	15	17	Океанариум ВН - Океанариум НН2	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	0	62
Выкл	16	18	Океанариум НН1 - Океанариум Г1	0	0	0	0	0	0	7	5	470
Выкл	17	19	Океанариум НН2 - Океанариум Г2	0	0	0	0	0	0	7	1	380
Тр-р	20	21	Коммунальная ВН - Коммунальная НН1	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
Тр-р	20	22	Коммунальная ВН - Коммунальная НН2	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
ЛЭП	5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	0.39	0.53	0	0	0	0	-6	-4	124
ЛЭП	38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	2.76	3.92	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	2.97	4	0	0	0	0	-6	-3	99
ЛЭП	37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	0.01	0.01	0	0	0	0	-1	-1	21
ЛЭП	37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН1	0.53	0.57	0	0	0	0	-4	-2	78
ЛЭП	38	45	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН2	0.51	0.59	0	0	0	0	-6	-4	124
Тр-р	25	27	Зеленая ВН1 - Зеленая НН1	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	-1	-1	21
Тр-р	26	28	Зеленая ВН2 - Зеленая НН2	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	0	0	0
Тр-р	29	30	КЭТ ВН1 - КЭТ НН1	3.4	27.6	28.2	0.18	0	0	-1	0	19
Тр-р	29	31	КЭТ ВН1 - КЭТ НН2	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	29
Тр-р	29	32	КЭТ ВН1 - КЭТ НН3	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	29
ЛЭП	33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	1.08	0.62	0	0	0	0	9	4	150
ЛЭП	34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	1.12	0.64	0	0	0	0	9	4	159
Тр-р	33	35	Эгершельд ВН1 - Эгершельд НН1	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-9	-4	150
Тр-р	34	36	Эгершельд ВН2 - Эгершельд НН2	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-4	-2	60
Тр-р	39	40	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т1	0.8	35.5	18.15	1	0	0	-18	-10	101
Тр-р	39	41	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т2	0.8	35.5	18.2	1	0	0	-18	-10	101
Тр-р	40	42	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная СН1	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-9	-5	49
Тр-р	41	43	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная СН2	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-9	-5	52

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 8

Тр-р	40	44	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-10	-4	52
Тр-р	41	44	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-9	-4	49
Выкл	5	6	Русская НН1 - Русская НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	8	9	Центральная НН1 - Центрлаьная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	Океанариум НН1 - Океанариум НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	21	22	Коммунальная НН1 - Коммунальная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	27	28	Зеленая НН1 - Зеленая НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	30	31	КЭТ НН1 - КЭТ НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	106
Выкл	31	32	КЭТ НН2 - КЭТ НН3	0	0	0	0	0	0	-1	0	53
Выкл	33	34	Эгершельд ВН1 - Эгершельд ВН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	35	36	Эгершельд НН1 - Эгершельд НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	42	43	Бурная СН1 - Бурная СН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	45	46	КЭТ ВН2 - КЭТ НН4	1.4	14.6	46.3	0.606	3	3	-3	-2	62
Тр-р	45	47	КЭТ ВН2 - КЭТ НН5	1.4	14.6	46.3	0.606	3	3	-3	-2	62
ЛЭП	46	48	КЭТ НН4 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	-3	-2	102
ЛЭП	47	48	КЭТ НН5 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	-3	-2	102
Тр-р	48	49	Остров ВН - Остров НН1	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	102
Тр-р	48	50	Остров ВН - Остров НН2	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	102
Выкл	29	45	КЭТ ВН1 - КЭТ ВН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	46	47	КЭТ НН4 - КЭТ НН5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	49	50	Остров НН1 - Остров НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме для варианта №2 (оптимизированный).

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)_ДДТ Н	Iдоп_25_ДДТ Н	Iдоп_расч_ДДТ Н	I/I_dop_ДДТ Н
5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	181	181	ВН	1.0	525	700.9	25.8
6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	58	58	ВН	1.0	525	700.9	8.2
7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	65	65	ВН	1.0	230	307.1	21.2
7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	65	65	ВН	1.0	230	307.1	21.2
23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	69	69	ВН	1.0	230	307.1	22.5
24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	69	69	ВН	1.0	230	307.1	22.5
23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1.0	230	307.1	1.4
24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1.0	230	307.1	1.4
5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	124	124	ВН	1.0	275	367.1	33.9
38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0	0	ВН	1.0	275	367.1	0.0
6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	0	0	ВН	1.0	275	367.1	0.0
34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	99	99	ВН	1.0	265	353.8	28.0
37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	21	21	ВН	1.0	265	353.8	6.0
37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН1	78	78	ВН	1.0	346	461.9	16.8
38	45	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН2	124	124	ВН	1.0	346	461.9	26.9
33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	150	150	ВН	1.0	440	587.4	25.5
34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	159	159	ВН	1.0	440	587.4	27.0
46	48	КЭТ НН4 - Остров ВН	102	102	ВН	1.0	240	320.4	31.8
47	48	КЭТ НН5 - Остров ВН	102	102	ВН	1.0	240	320.4	31.8

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

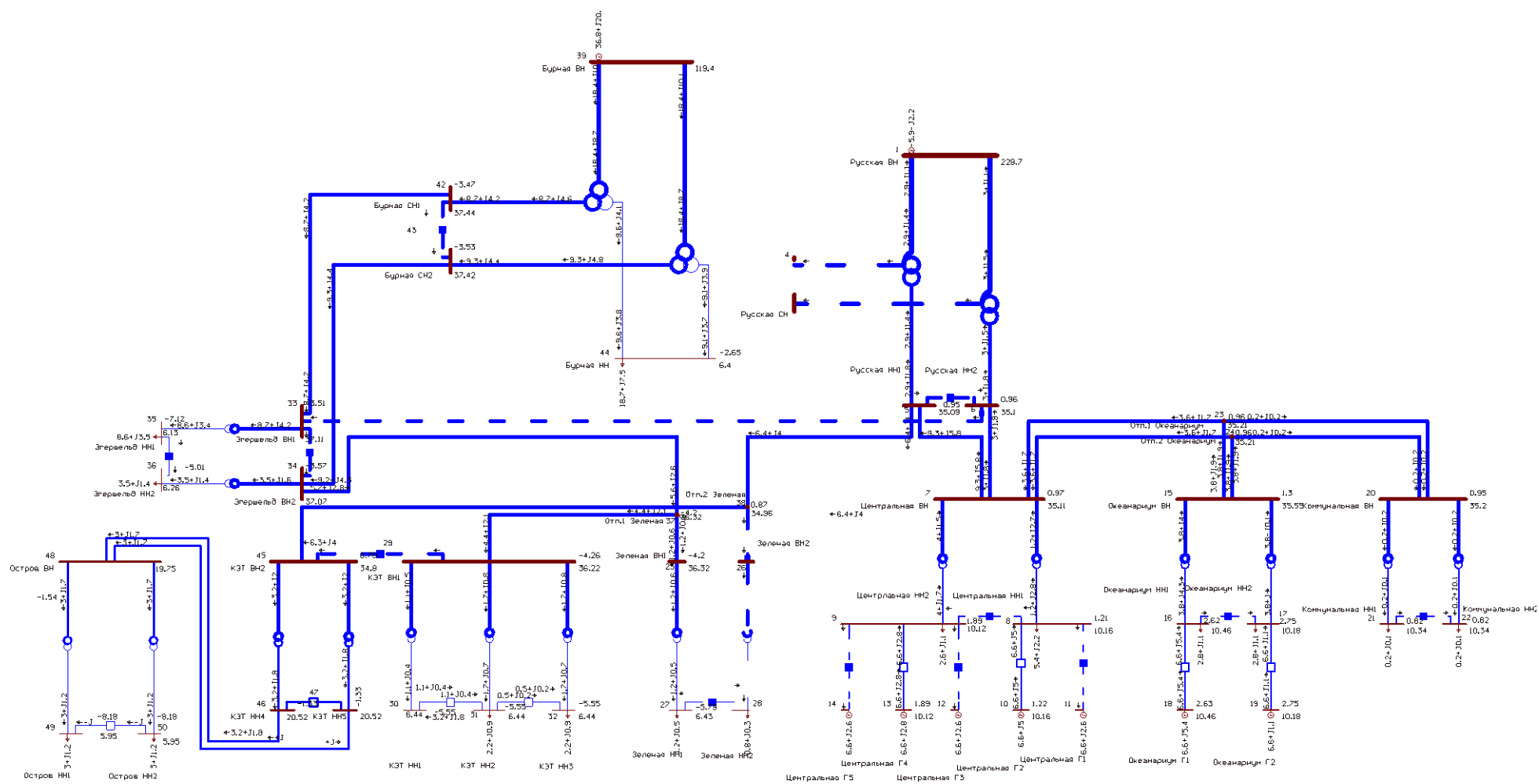


Рисунок 3 – Схема потокораспределения в нормальном режиме для варианта №2 (оптимизированный).

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 10 – Узлы послеаварийного режима для варианта №2 (оптимизированный).

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta	dV
База	1	Русская ВН	220	1	0	0	-12.31	-3.34	228.7	-10	10	228.70	0.00	3.95
Нагр	2	Русская Нейтраль АТ1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	229.66	0.70	4.39
Нагр	3	Русская Нейтраль АТ2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	229.66	0.70	4.39
Нагр	4	Русская СН	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Нагр	5	Русская НН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.23	1.98	0.66
Нагр	6	Русская НН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.23	1.98	0.66
Нагр	7	Центральная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.24	2.00	0.69
Нагр	8	Центральная НН1	10	1	5.4	2.2	0	0	0	0	0	10.16	2.25	1.60
Нагр	9	Центральная НН2	10	1	2.6	1.1	0	0	0	0	0	10.12	2.92	1.20
Ген	10	Центральная Г1	10	1	0	0	6.6	4.11	10.16	-10	10	10.16	2.26	1.60
Ген	11	Центральная Г2	10	1	0	0	6.6	2.6	10.16	-10	10	0.00	0.00	0.00
Ген	12	Центральная Г3	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0.00	0.00	0.00
Ген	13	Центральная Г4	10	1	0	0	6.6	1.93	10.12	-10	10	10.12	2.93	1.20
Ген	14	Центральная Г5	10	1	0	0	6.6	2.6	10.12	-10	10	0.00	0.00	0.00
Нагр	15	Океанариум ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.64	2.38	1.84
Нагр	16	Океанариум НН1	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	10.46	3.70	4.60
Нагр	17	Океанариум НН2	10	1	2.8	1.1	0	0	0	0	0	10.18	3.82	1.80
Ген	18	Океанариум Г1	10	1	0	0	6.6	4.98	10.46	-10	10	10.46	3.70	4.60
Ген	19	Океанариум Г2	10	1	0	0	6.6	0.74	10.18	-10	10	10.18	3.83	1.80
Нагр	20	Коммунальная ВН	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.33	2.00	0.94
Нагр	21	Коммунальная НН1	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	10.38	1.87	3.82
Нагр	22	Коммунальная НН2	10	1	0.2	0.1	0	0	0	0	0	10.38	1.87	3.82
Нагр	23	Отп.1 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.34	2.00	0.97
Нагр	24	Отп.2 Океанариум	35	1	0	0	0	0	0	0	0	35.34	2.00	0.97
Нагр	25	Зеленая ВН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.93	-6.40	-3.06
Нагр	26	Зеленая ВН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	32.78	-9.48	-6.35

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 10

Нагр	27	Зеленая НН1	6	1	1.2	0.5	0	0	0	0	0	5.90	-9.49	-1.60
Нагр	28	Зеленая НН2	6	1	0.8	0.3	0	0	0	0	0	5.90	-9.49	-1.60
Нагр	29	КЭТ ВН1	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.65	-6.55	-3.86
Нагр	30	КЭТ НН1	6	1	0	0	0	0	0	0	0	5.97	-8.04	-0.49
Нагр	31	КЭТ НН2	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	5.97	-8.04	-0.49
Нагр	32	КЭТ НН3	6	1	2.2	0.9	0	0	0	0	0	5.97	-8.04	-0.49
Нагр	33	Эгершельд ВН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	36.77	-4.16	5.07
Нагр	34	Эгершельд ВН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	35.97	-4.96	2.76
Нагр	35	Эгершельд НН1	6	2	8.6	3.45	0	0	0	0	0	6.07	-7.84	1.18
Нагр	36	Эгершельд НН2	6	2	3.5	1.4	0	0	0	0	0	6.07	-6.50	1.08
Нагр	37	Отп.1 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.93	-6.40	-3.06
Нагр	38	Отп.2 Зеленая	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.65	-6.55	-3.87
База	39	Бурная ВН	110	2	0	0	45.12	27.50	119.4	-10	10	119.40	0.00	8.55
Нагр	40	Бурная Нейтраль Т1	110	2	0	0	0	0	0	0	0	115.46	-3.30	4.96
Нагр	41	Бурная Нейтраль Т2	110	2	0	0	0	0	0	0	0	115.40	-3.28	4.91
Нагр	42	Бурная СН1	35	2	0	0	0	0	0	0	0	37.10	-4.13	6.00
Нагр	43	Бурная СН2	35	2	0	0	0	0	0	0	0	36.68	-4.96	4.79
Нагр	44	Бурная НН	6	2	18.7	7.5	0	0	0	0	0	6.34	-3.27	5.75
Нагр	45	КЭТ ВН2	35	1	0	0	0	0	0	0	0	33.65	-6.55	-3.87
Нагр	46	КЭТ НН4	20	1	0	0	0	0	0	0	0	20.04	-8.92	0.19
Нагр	47	КЭТ НН5	20	1	0	0	0	0	0	0	0	20.04	-8.92	0.19
Нагр	48	Остров ВН	20	3	0	0	0	0	0	0	0	18.37	-9.34	-8.17
Нагр	49	Остров НН1	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	5.46	-17.01	-8.98
Нагр	50	Остров НН2	6	3	3	1.2	0	0	0	0	0	5.46	-17.01	-8.98

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 11 – Ветви послеаварийного режима для варианта №2 (оптимизированный).

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max
Тр-р	1	2	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ1	1.4	104	6	1	0	0	6	2	16
Тр-р	1	3	Русская ВН - Русская Нейтраль АТ2	1.4	104	6	1	0	0	6	2	16
Тр-р	2	4	Русская Нейтраль АТ1 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	3	4	Русская Нейтраль АТ2 - Русская СН	1.4	0	6	0.526	0	0	0	0	0
Тр-р	2	5	Русская Нейтраль АТ1 - Русская НН1	1.4	195	6	0.152	0	0	6	2	16
Тр-р	3	6	Русская Нейтраль АТ2 - Русская НН2	1.4	195	6	0.152	0	0	6	2	16
ЛЭП	5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	6	3	109
ЛЭП	6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	0.04	0.06	0	0	0	0	6	3	109
Тр-р	7	8	Центральная ВН - Центральная НН1	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	1	2	35
Тр-р	7	9	Центральная ВН - Центральная НН2	0.25	5.1	92.6	0.286	0	0	4	1	66
Выкл	8	10	Центральная НН1 - Центральная Г1	0	0	0	0	0	0	7	4	442
Выкл	8	11	Центральная НН1 - Центральная Г2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	12	Центральная НН2 - Центральная Г3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	9	13	Центральная НН2 - Центральная Г4	0	0	0	0	0	0	7	2	392
Выкл	9	14	Центральная НН2 - Центральная Г5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	1	62
ЛЭП	7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	0.83	0.35	0	0	0	0	4	1	62
ЛЭП	23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	1	66
ЛЭП	24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	1.72	2.86	0	0	0	0	4	1	66
ЛЭП	23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
ЛЭП	24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	0.78	1.3	0	0	0	0	0	0	4
Тр-р	15	16	Океанариум ВН - Океанариум НН1	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	4	85

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 11

Тр-р	15	17	Океанариум ВН - Океанариум НН2	0.45	8.4	65.2	0.286	0	0	4	-1	62
Выкл	16	18	Океанариум НН1 - Океанариум Г1	0	0	0	0	0	0	7	5	456
Выкл	17	19	Океанариум НН2 - Океанариум Г2	0	0	0	0	0	0	7	1	377
Тр-р	20	21	Коммунальная ВН - Коммунальная НН1	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
Тр-р	20	22	Коммунальная ВН - Коммунальная НН2	1.4	14.6	46.3	0.294	5	2	0	0	4
ЛЭП	5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	0.39	0.53	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	2.76	3.92	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	2.97	4	0	0	0	0	-14	-8	257
ЛЭП	37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	0.01	0.01	0	0	0	0	-2	-1	38
ЛЭП	37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН1	0.53	0.57	0	0	0	0	-11	-6	219
ЛЭП	38	45	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН2	0.51	0.59	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	25	27	Зеленая ВН1 - Зеленая НН1	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	-2	-1	38
Тр-р	26	28	Зеленая ВН2 - Зеленая НН2	4.6	31.9	22.5	0.18	0	0	0	0	0
Тр-р	29	30	КЭТ ВН1 - КЭТ НН1	3.4	27.6	28.2	0.18	0	0	-1	0	21
Тр-р	29	31	КЭТ ВН1 - КЭТ НН2	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	31
Тр-р	29	32	КЭТ ВН1 - КЭТ НН3	1.8	18.4	42.6	0.18	0	0	-2	-1	31
ЛЭП	33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	1.08	0.62	0	0	0	0	9	4	151
ЛЭП	34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	1.12	0.64	0	0	0	0	17	10	318
Тр-р	33	35	Эгершельд ВН1 - Эгершельд НН1	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-9	-4	151
Тр-р	34	36	Эгершельд ВН2 - Эгершельд НН2	0.88	10.1	59.23	0.171	0	0	-4	-2	62
Тр-р	39	40	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т1	0.8	35.5	18.15	1	0	0	-23	-14	128
Тр-р	39	41	Бурная ВН - Бурная Нейтраль Т2	0.8	35.5	18.2	1	0	0	-22	-14	128
Тр-р	40	42	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная СН1	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-9	-5	50
Тр-р	41	43	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная СН2	0.8	22.3	18.2	0.324	9	6	-18	-11	104
Тр-р	40	44	Бурная Нейтраль Т1 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-14	-7	78

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Продолжение таблицы 11

Тр-р	41	44	Бурная Нейтраль Т2 - Бурная НН	0.8	0	18.2	0.055	0	0	-5	-1	25
Выкл	5	6	Русская НН1 - Русская НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	8	9	Центральная НН1 - Центральная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	Океанариум НН1 - Океанариум НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	21	22	Коммунальная НН1 - Коммунальная НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	27	28	Зеленая НН1 - Зеленая НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	84
Выкл	30	31	КЭТ НН1 - КЭТ НН2	0	0	0	0	0	0	-1	0	114
Выкл	31	32	КЭТ НН2 - КЭТ НН3	0	0	0	0	0	0	-1	0	57
Выкл	33	34	Эгершельд ВН1 - Эгершельд ВН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	35	36	Эгершельд НН1 - Эгершельд НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	42	43	Бурная СН1 - Бурная СН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	45	46	КЭТ ВН2 - КЭТ НН4	1.4	14.6	46.3	0.614	2	3	-3	-2	68
Тр-р	45	47	КЭТ ВН2 - КЭТ НН5	1.4	14.6	46.3	0.614	2	3	-3	-2	68
ЛЭП	46	48	КЭТ НН4 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	47	48	КЭТ НН5 - Остров ВН	3.62	2.5	0	0	0	0	-7	-4	220
Тр-р	48	49	Остров ВН - Остров НН1	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	109
Тр-р	48	50	Остров ВН - Остров НН2	1.4	14.6	141.8	0.323	2	4	-3	-2	109
Выкл	29	45	КЭТ ВН1 - КЭТ ВН2	0	0	0	0	0	0	-7	-4	135
Выкл	46	47	КЭТ НН4 - КЭТ НН5	0	0	0	0	0	0	-3	-2	110
Выкл	49	50	Остров НН1 - Остров НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

Таблица 11 – Ветви послеаварийного режима для варианта №2 (оптимизированный).

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)_ДДТ Н	Iдоп_25_ДДТ Н	Iдоп_расч_ДДТ Н	I/I_dop_ДДТ Н
5	7	Русская НН1 - Центральная ВН	109	109	ВН	1	525	700.88	15.6
6	7	Русская НН2 - Центральная ВН	109	109	ВН	1	525	700.88	15.6
7	23	Центральная ВН - Отп.1 Океанариум	62	62	ВН	1	230	307.05	20.3
7	24	Центральная ВН - Отп.2 Океанариум	62	62	ВН	1	230	307.05	20.3
23	15	Отп.1 Океанариум - Океанариум ВН	66	66	ВН	1	230	307.05	21.6
24	15	Отп.2 Океанариум - Океанариум ВН	66	66	ВН	1	230	307.05	21.6
23	20	Отп.1 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1	230	307.05	1.4
24	20	Отп.2 Океанариум - Коммунальная ВН	4	4	ВН	1	230	307.05	1.4
5	38	Русская НН1 - Отп.2 Зеленая	0	0	ВН	1	275	367.13	0.0
38	26	Отп.2 Зеленая - Зеленая ВН2	0	0	ВН	1	275	367.13	0.0
6	33	Русская НН2 - Эгершельд ВН1	0	0	ВН	1	275	367.13	0.0
34	37	Эгершельд ВН2 - Отп.1 Зеленая	257	257	ВН	1	265	353.78	72.6
37	25	Отп.1 Зеленая - Зеленая ВН1	38	38	ВН	1	265	353.78	10.8
37	29	Отп.1 Зеленая - КЭТ ВН1	219	219	ВН	1	346	461.91	47.4
38	45	Отп.2 Зеленая - КЭТ ВН2	0	0	ВН	1	346	461.91	0.0
33	42	Эгершельд ВН1 - Бурная СН1	151	151	ВН	1	440	587.40	25.7
34	43	Эгершельд ВН2 - Бурная СН2	318	318	ВН	1	440	587.40	54.2
46	48	КЭТ НН4 - Остров ВН	0	0	ВН	1	240	320.40	0.0
47	48	КЭТ НН5 - Остров ВН	220	220	ВН	1	240	320.40	68.7

Приложение Е - Расчет нормальных и послеаварийных режимов для рассматриваемых вариантов

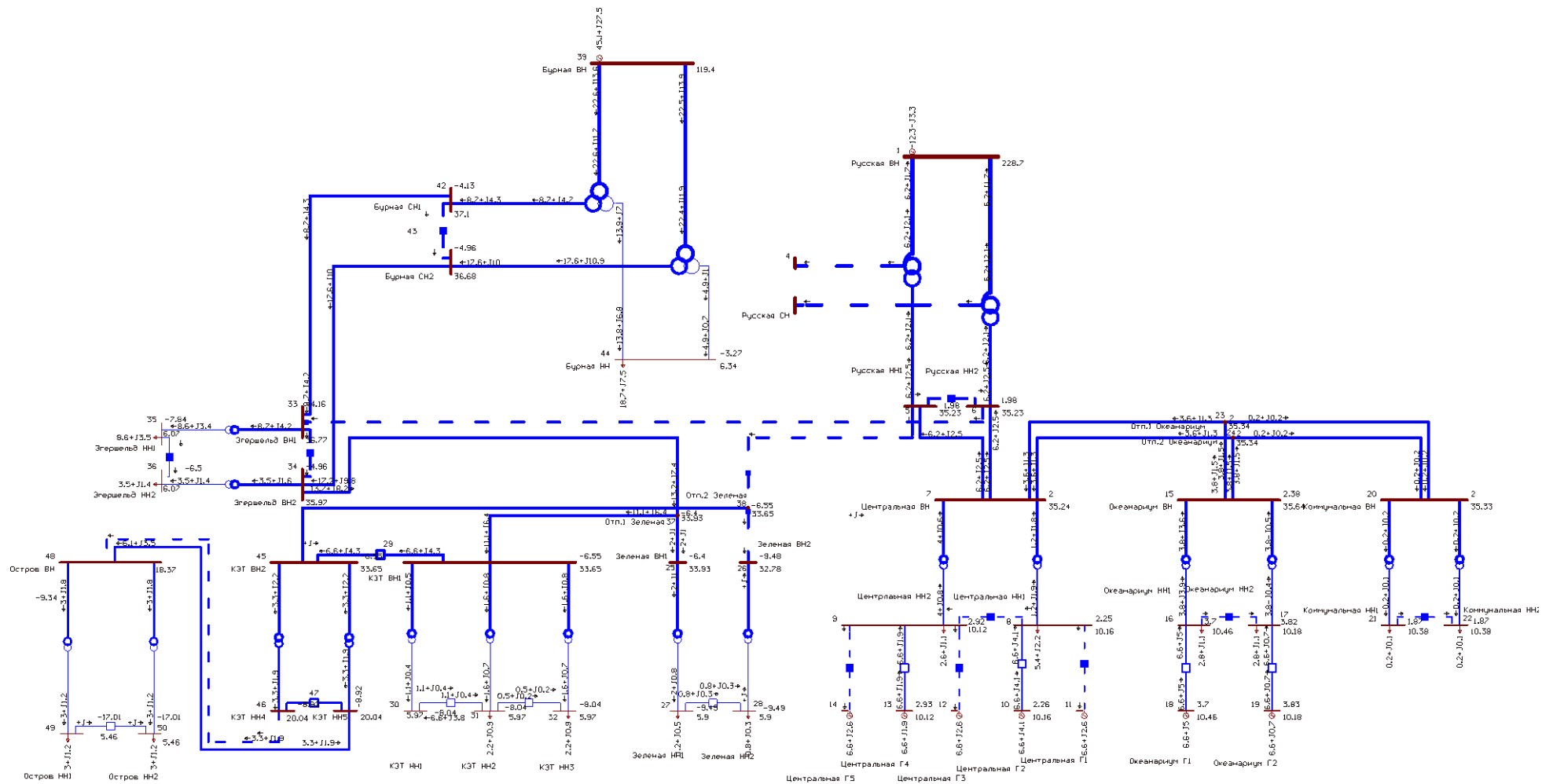


Рисунок 4 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме для варианта №2 (оптимизированный).