

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Проектирование развития электрических сетей Партизанского района Приморского края на инновационной основе при вводе подстанции 220 кВ Восточный нефтехимический комбинат (НХК)

Исполнитель

студент группы 042-ом

подпись, дата

М.В. Большаков

Руководитель

докт. техн. наук, профессор

подпись, дата

Н.В. Савина

Руководитель

научного содержания

программы магистратуры

докт. техн. наук, профессор

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

канд. техн. наук, доцент

подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

подпись, дата

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Большакова Михаила Васильевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование развития электрических сетей Партизанского района Приморского края на инновационной основе при вводе подстанции 220 кВ Восточный нефтехимический комбинат (НХК)

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Контрольные замеры, схемы потокораспределения, нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону ОДУ Востока, материалы преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Структурный анализ предмета исследования, выбор инновационных технологий для проектирования развития электрической сети, разработка вариантов развития электрической сети, оценка экономической эффективности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Приложение А Расчет показателей надежности, Приложение Б Расчет чистого дисконтированного дохода

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

7. Дата выдачи задания 15.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, заведующая кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 15.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 139 страниц, 26 рисунков, 68 таблиц, 44 формулы.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ, ОПТИЧЕСКИЙ ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ОПЕРАТИВНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС, СЕТЕВОЙ КОМПЛЕКС, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СТАНЦИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ИННОВАЦИИ, ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

В магистерской диссертации была разработана оптимальная схема подключения подстанции 220 кВ Восточный нефтехимический комбинат (НХК) к электрическим сетям Партизанского района Приморского края с применением инновационных технологий.

В ходе выполнения магистерской диссертации определялся эквивалент рассматриваемого района проектирования электрической сети Партизанского района, осуществлен его структурный анализ. Произведены расчеты электрических режимов существующей сети нормального и послеаварийного режимов. Расчет электроэнергетических режимов выполнялись с использованием программно-вычислительного комплекса Rastr Win 3. Выполнялась разработка конкурентоспособных вариантов подключения подстанции 220 кВ Восточный НХК к электрическим сетям Партизанского района. Прорабатывалось технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети. Для сравнения вариантов выполнялись расчеты нормальных и послеаварийных режимов с использованием прогнозирования нагрузки с перспективой на 2027 год ввода в эксплуатацию. Определен оптимальный вариант подключения подстанции 220 кВ Восточный НХК к электрической сети с применением инновационных технологий.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Структурный анализ электрических сетей Партизанского района Приморского края	10
1.1 Климатическая и географическая характеристика района	10
1.2 Выбор эквивалента рассматриваемого участка электрической сети	11
1.3 Характеристика источников питания	13
1.4 Структурный анализ ЛЭП	15
1.5 Структурный анализ ПС	17
1.6 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима	20
1.7 Расчет электрического режима заданного эквивалента сети	21
1.8 Анализ существующей схемно-режимной ситуации	32
2 Выбор инновационных технологий для проектирования развития электрической сети Партизанского района	40
2.1 Провода нового поколения	42
2.1.1 Материал изготовления ПНП	43
2.1.2 Указания по проектированию воздушных линий	44
2.1.3 Области рационального применения ПНП на ВЛ 220 кВ	44
2.1.4 Сравнение проводов по величине расчетных габаритных пролетов	47
2.2 Автоматизированные средства диспетчерского управления	49
2.2.1 Характеристика АСДУ	49
2.2.2 Сетевой комплекс СК-11	50
2.2.3 Общая информационная модель	51
2.2.4 Дистанционное управление	51
3 Разработка вариантов развития электрической сети	53
3.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	53
3.2 Выбор силовых трансформаторов	56
3.3 Разработка возможных вариантов схем электрической сети	57

3.4	Выбор сечения проводов для проектируемых ЛЭП	100
3.5	Расчет надежности	102
3.6	Расчет токов короткого замыкания	104
3.7	Выбор основного оборудования	109
3.8.1	Дистанционное управление	109
3.8.2	Выбор и проверка выключателей	111
3.8.3	Выбор и проверка разъединителей	118
3.8.4	Выбор трансформаторов тока	119
3.8.5	Выбор трансформаторов напряжения	123
3.8.6	Выбор ошиновки	124
4	Оценка экономической эффективности	126
4.1	Расчет вложений в проектируемую сеть	126
4.1.1	Расчет капиталовложений	126
4.1.2	Расчет амортизационных отчислений	127
4.1.3	Расчет дисконтированных затрат	128
4.2	Инвестиционная привлекательность принятых вариантов	129
	Заключение	133
	Библиографический список	134
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет показателей надежности	140
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет чистого дисконтированного дохода	150

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АТЭЦ – Артемовская теплоэлектроцентраль;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ВНХК – Восточный нефтехимический комбинат;
- ВТЭЦ-2 – Владивостокская ТЭЦ-2
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУЭ – комплектно распределительное устройство элегазовое;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ОИК – оперативно-измерительный комплекс;
- ОПН – ограничитель перенапряжений;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОТТ – оптический трансформатор тока;
- ПАГРЭС – Партизанская ГРЭС;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- СК – сетевой комплекс;
- ТКЗ – ток короткого замыкания;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход.
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Приморский край является важным стратегическим объектом Российской Федерации. Условием для обеспечения социально-экономического развития района является закрепление населения и создания рабочих мест.

В Партизанском районе предусматривается постройка восточного нефтехимического комплекса – нового крупного потребителя электрической энергии. В соответствии со схемой и программой развития планируется ввод в эксплуатацию ВНХК в 2027 году. За это время предусматривается постройка подстанции 220 кВ Восточный НХК, трансформаторной мощностью 250 МВА.

Восточная нефтехимическая компания – российская компания, созданная для реализации плана строительства в Приморском крае нефтехимического комплекса. Компания входит в состав «Роснефть» [25].

Цели строительства ВНХК:

- строительство высокотехнологического и конкурентоспособного нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса;
- обеспечение растущего спроса на нефтехимическую продукцию;
- получение прибыли от сбыта продукции;
- развитие страны и региона в целом.

Предполагается запуск трех очередей по выпуску 24 млн. тонн нефтепродуктов и до 6,8 млн. тонн продуктов нефтехимии. Комплекс планируют разместить на территории общей площадью около 1,3 тысяч га.

Комплекс ВНХК планирует начать производство полиэпиленов различной плотности, моноэтиленгликоль и другие продукты нефтехимии из сырья, поступающего с Ачинского и Комсомольского НПЗ и от Ангарской нефтехимической компании «Роснефти».

Объект исследования – электрические сети Партизанского района Приморского края.

Предмет исследования – применение инновационных технологий при развитии электрической сети Партизанского района Приморского края.

Цель исследования – проектирование схемы развития электрических сетей Партизанского района Приморского края для подключения подстанции 220 кВ Восточный нефтехимический комбинат (НХК) на инновационной основе.

Задачи исследования:

- структурный анализ объекта исследования (рассмотрение климатической характеристики рассматриваемого района проектирования, выбор эквивалента, характеристика источников питания, структурный анализ ПС и ЛЭП, выбор ПВК для расчета режима, анализ схемно-режимной ситуации);
- выбор инновационных технологий для проектирования электрической сети;
- разработка вариантов развития электрической сети;
- прогнозирование электрических нагрузок с учетом вероятностных характеристик;
- выбор и проверка основанного оборудования;
- оценка экономической эффективности.

Научная новизна исследования заключается в применении автоматизированных средств диспетчерского управления нового поколения в рассматриваемом районе проектирования для подключения подстанции 220 кВ Восточный НХК.

Практическая значимость исследования заключается в:

- увеличении пропускной способности линий электропередачи;
- уменьшение количества опор и длины пролетов, снижение стоимости воздушной линии;
- уменьшение аварийности;
- увеличение управляемости электроэнергетической системой;
- сокращение времени ликвидаций аварий;
- сокращение длительности производства оперативных переключений.

Магистерская диссертация выполнена с использованием свободно распространяемого программного обеспечения: Microsoft Office Word, Microsoft Office

Visio, Microsoft Office Excel, MathType 6.7a Equation, Mathcad 15.0, а также лицензионного ПВК для расчета электрических режимов – RastrWin 3.

За время обучения в магистратуре опубликовано 3 научных статьи, принято участие в научных конференциях. В таблице 1 сведена информация о участиях в научных конференциях, в таблицу 2 публикации научных статей.

Таблица 1 – Участие в научных конференциях

№	Название конференций	Дата	Форма участия	Название доклада
1	Международный инженерный чемпионат «CASE-IN»	01.04.2021	Очная	Устойчивое развитие электроэнергетики в пост-ковидный период
2	XXX научная конференция Амурского государственного университета «День науки»	15.04.2021	Заочная	Оценка состояния наблюдаемости электроэнергетических систем на примере электроэнергетической системы Амурской области
3	XXI научная конференция Амурского государственного университета «День науки»	21.04.2022	Заочная	Внедрение платформы сетевого комплекса СК-11 как средство управления энергосистемой

Таблица 2 – Публикация научных статей

№	Название публикаций	Издательство, журнал, номер, год	Научный руководитель
1	Оптические трансформаторы тока: Технологии и возможности	«День науки»: материалы XXIX научной конференции Амурского государственного университета (23-25 ноября 2020 г.) Благовещенск, издательство АмГУ 2021	Савина Н.В.
2	Применение компенсации реактивной мощности как мероприятие для повышения пропускной способности линии электропередачи	Международный научны журнал «Современная школа России. Вопросы модернизации» Москва, 2021 г.	Савина Н.В.
3	Управление электроэнергетической системой с помощью автоматизированных средств диспетчерского управления нового поколения	Молодежь XXI века: шаг в будущее Материалы XXIII региональной научно-практической конференции (г. Благовещенск, 24 мая 2022 г.)	Савина Н.В.

1 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПАРТИЗАНСКОГО РАЙОНА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Для определения в рассматриваемой электрической сети существующих проблем проводится структурный анализ электрической сети Партизанского района. При помощи анализа сети можно понять, уровень развития сети, ее структуру, а также выявить узкие места.

Для анализа предмета исследования выбрана электрическая сеть 220 кВ электроэнергетической системы Приморского края Партизанского района.

Подстанции 220 выполнены на номинальное напряжение 220 кВ.

Грамотно исследуя выбранную электрическую сеть можно избежать различные затраты на стадии проектирования и дальнейшей эксплуатации энергетического объекта.

1.1 Климатическая и географическая характеристика района

При проектировании необходимо знать условия окружающей среды, в которых будет разрабатываться, и эксплуатироваться сеть.

Климат район Партизанского района Приморского края разнообразен. Южные районы характеризуются холодной весной и летом, центр района характеризуется сухим климатом, с более жарким летом [27].

В зимние времена года на район воздействуют холодные воздушные массы, которые появляются в области мощного азиатского антициклона, приходящего с северной части. Циклон формируется в Китае и направляется на рассматриваемый район проектирования. Зимой днем ясно и имеется снежный покров, так же зима характерна морозами, что может сказаться на обледенении проводов. Зимой ветра направлены со стороны Китая на юго-восток.

В летние времена года воздушные массы меняют направление. В этот период приносится морской воздух в конце июня, начале июля. Затем в августе приносится теплый воздух. Летом ветра имеют юго-восточное направление.

Продолжительность холодного периода на большей части территории составляет 130-160 дней, а в северной части и на вершинах она увеличивается до 180 дней.

Почвы в районе расположения буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 1,85 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные, второй слой пески.

Минимальная температура воздуха в районе проектирования составляет минус 20-25 °С, абсолютный максимум составляет 16-21 °С.

Сейсмичность района – 6 баллов, количество грозных часов: 10-20.

Данная местность относится к районам с умеренной пляской проводов.

Основные климатические показатели района представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Климатические показатели рассматриваемого района

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Глубина промерзания грунта	1,85
Район по ветровому давлению	IV
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	10-20
Степень загрязнения атмосферы	I

1.2 Выбор эквивалента рассматриваемого участка электрической сети

В качестве эквивалента рассматриваемой части энергосистемы Партизанского района выбраны элементы электрической сети классом номинального напряжения 220 кВ.

Географическое расположение энергообъектов в масштабе с расположением подстанций показана на рисунке 1.

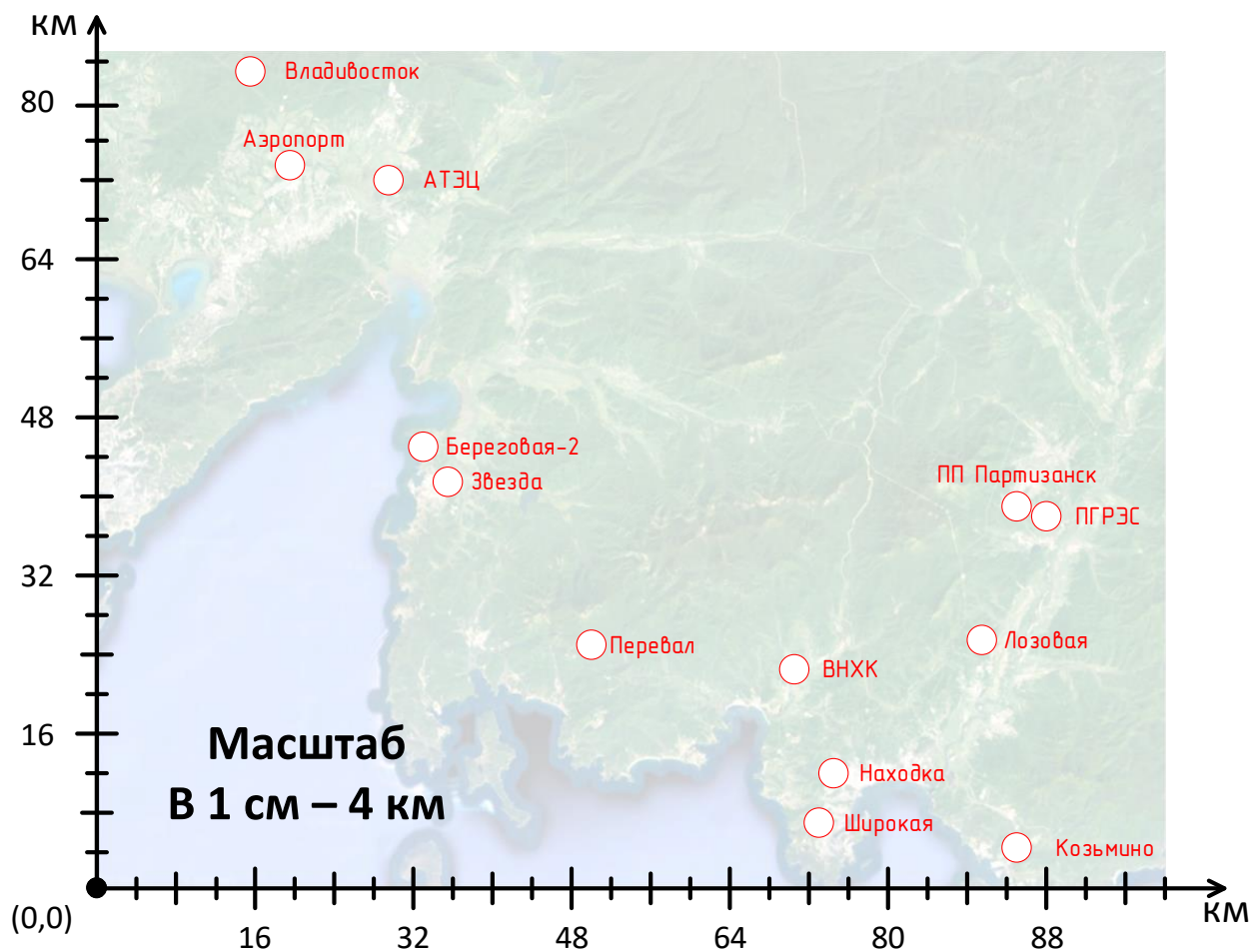


Рисунок 1 – Географическое расположение энергообъектов в масштабе

В электрической сети источниками питания являются:

- Артёмовская ТЭЦ;
- Партизанская ГРЭС.

Географическое расположение энергообъектов представлена на рисунке 2.

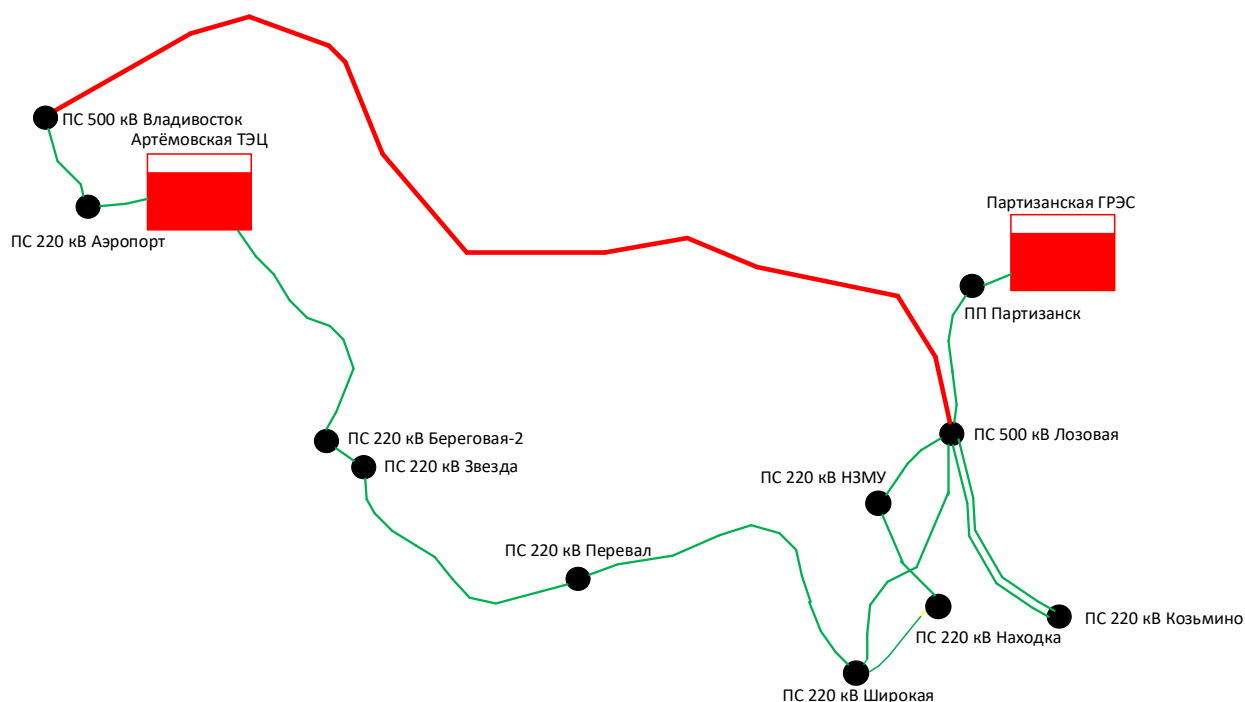


Рисунок 2 – Географическое расположение энергетических объектов

1.3 Характеристика источников питания

Партизанская ГРЭС обеспечивает надежное функционирование энергосистемы Партизанского района.

На станции установлено

- 5 котельных агрегатов ТП-170-1;
- турбина Т-80/97/90;
- турбина К-82/100-90;
- генератор ТВФ-120-2УЗ;
- генератор ТВФ-110-2М.

Эксплуатируемые в настоящее время турбоагрегаты станции введены в эксплуатацию в 1958—2010 годах. Установленная электрическая мощность станции — 203 МВт, тепловая мощность — 160 Гкал/час. Основное топливо ГРЭС уголь. Собственник АО «ДГК» [26].

Электрическая схема выдачи мощности Партизанской ГРЭС представлена на рисунке 3.

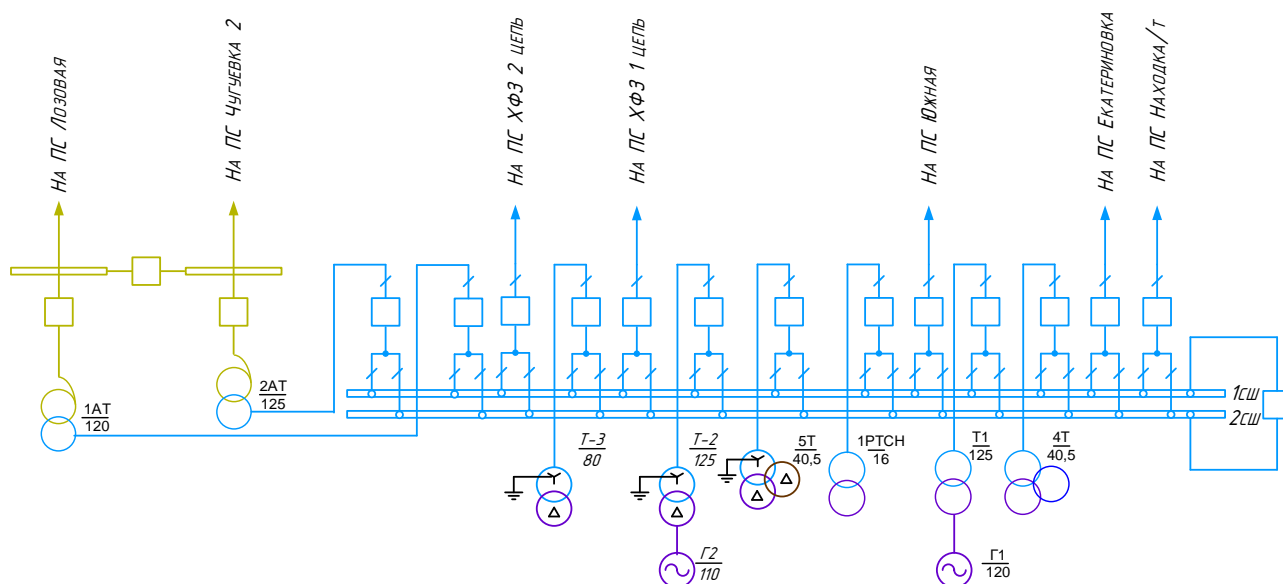


Рисунок 3 – Схема выдачи мощности Партизанской ГРЭС

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая, секционированная выключателем» [43].

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие, секционированные выключателем».

На станции установлены 2 автотрансформатора, мощностью 120 МВА и 125 МВА.

На рисунке 4 представлена схема выдачи мощности Артёмовской ТЭЦ.

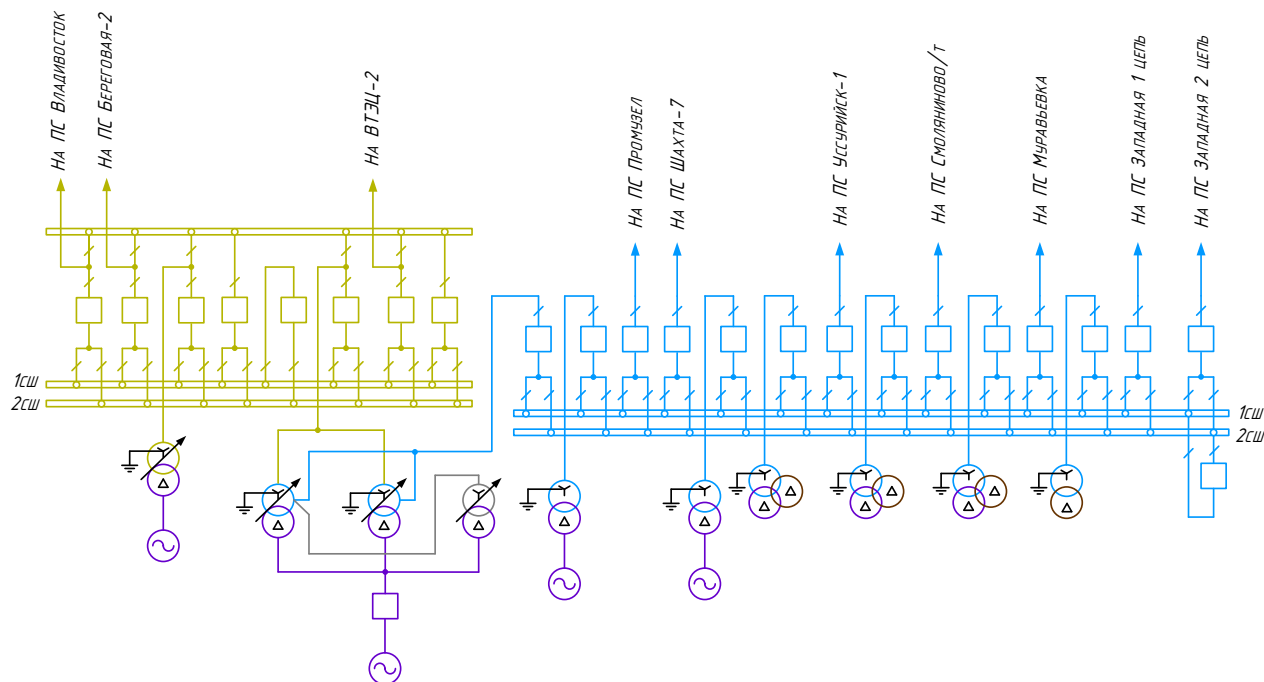


Рисунок 4 – Схема выдачи мощности Артёмовской ТЭЦ

Артёмовская ТЭЦ паротурбинная теплоэлектроцентраль, в качестве топлива использует каменный и бурый уголь. Эксплуатируемые в настоящее время турбоагрегаты станции введены в эксплуатацию в 1967—2004 годах. Установленная электрическая мощность станции — 400 МВт, тепловая мощность — 297 Гкал/час. Принадлежит АО «Дальневосточная генерирующая компания». Основное топливо – уголь.

Установленное оборудование:

- котельные агрегаты 8*БКЗ-220-100ф.
- турбины 2*КТ-115-8,8-2;
- турбины 2*К-100-90-6.

Распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие, секционированные выключателем и обходная секция шин».

Распределительное устройство 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие, секционированные выключателем секция шин».

1.4 Структурный анализ ЛЭП

Используемые в России электрические сети: системообразующие, питающие и распределительные, являются сложными системами и зачастую имеют самые разнообразные структуры [26].

В большинстве случаев развитие сетей происходит «хаотически» – при возникновении потребности в электроснабжении нового объекта либо изменении мощностных показателей нагрузки. Традиционно в этих случаях может меняться мощность подстанций, строятся соответствующие линии электропередачи без увязки с соседними линиями, т.е. при отсутствии должного технического обоснования изменений самой системы как самостоятельного объекта.

Характеристика линий электропередачи должна включать следующую информацию:

- наименование линии;
- класс номинального напряжения;
- протяженность;
- марка провода;

- сечение провода;
- конструктивное исполнение.

На территории района получили развитие электрические сети напряжением 500/220/110/35 кВ.

Сети напряжением 500-220 кВ, расположенные на территории Приморского края, относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом «МЭС Востока» – Приморским предприятием МЭС [26].

Линии электропередачи напряжением 220-500 кВ относятся к системообразующим сетям высокого и сверхвысокого напряжения и предназначены для передачи электрической энергии от мощных электрических станций к центрам распределения, а также для связи энергосистем и объединения электростанций внутри энергосистем [18].

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика ЛЭП рассматриваемой электрической сети

Наименование линии	Длина линий, км	Марка и сечение
500 кВ		
ВЛ Лозовая - Владивосток	116,92	АС 300/43
220 кВ		
ВЛ Лозовая - Партизанск	22,322	АС 300/39
ВЛ Партизанск - ПГРЭС	2	АС 300/39
ВЛ Лозовая - НЗМУ	33,5	АС 300/39
ВЛ НЗМУ - Находка	15	АС 300/39
ВЛ Находка - Широкая	16	АС 300/39
ВЛ Лозовая - Широкая	32,3	АС 300/39
ВЛ Перевал - Звезда	34	АС 300/39
ВЛ Звезда – Береговая-2	17,5	АС 300/39
ВЛ Береговая-2 - АТЭЦ	45,3	АС 300/39
ВЛ АТЭЦ - Аэропорт	19,046	АС 300/39
ВЛ Аэропорт - Владивосток	18,833	АС 300/39
ВЛ Лозовая - Козьино	28,36	АС 300/39

Особенностью рассматриваемой электрической сети являются протяженные воздушные ЛЭП. Суммарная протяженность ЛЭП каждого класса напряжения приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Суммарная протяженность ЛЭП

$U_{\text{ном}}$, кВ	Суммарная протяженность, км
500	116,92
220	284,161

Участок с максимальной длиной – «ВЛ 500 кВ Лозовая – Владивосток», 116,9 км. Участок с минимальной длиной – «ВЛ 220 кВ Партизанск - ПГРЭС», 2 км. Провода – алюминиевые со стальным сердечником, марки АС-300.

1.5 Структурный анализ ПС

Согласно [44], при проектировании электрической сети необходимо учесть новые строящиеся объекты в расчете, а именно:

- строительство ОРУ 220 кВ ПС 110 кВ Находка;
- строительство ПС 220 кВ НЗМУ;
- строительство ВЛ 220 кВ Лозовая – Находка;
- строительство ПС 220 кВ Восточный НХК.

Также в [44] берется информация о потребителях электрической энергии. Задачами формирования схемы и программы ЕЭС России являются обеспечение надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, обеспечение баланса между производством и потреблением в ЕЭС России, скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей и информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов, обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры,

программ территориального планирования и схем и программ перспективного развития электроэнергетики

В районе проектирования различаются 3 вида подстанций [43]:

- узловые;
- проходные;
- тупиковые.

В районе проектирования располагаются следующие подстанции:

- ПС 500 кВ Лозовая;
- ПС 500 кВ Владивосток;
- ПС 220 кВ Козьмино;
- ПС 220 кВ Широкая;
- ПС 220 кВ Перевал;
- ПС 220 кВ Находка;
- ПС 220 кВ НЗМУ;
- ПС 220 кВ Звезда;
- ПС 220 кВ Береговая-2;
- ПС 220 Аэропорт.

Электрическая сеть имеет сложнзамкнутую структуру с сильными и слабыми связями. Связность сети характеризует ее функционирование при отказе элементов.

Сильными связями обладают следующие ПС: Лозовая, Широкая. Для конкретной сети степень связности является высокой, так данные подстанции имеют по 3 связанных элементов.

Всего в электрической сети располагается 10 ПС общей установленной мощностью 2552 МВА. При выполнении структурного анализа необходимо определить способ присоединения ПС к электрической сети, их схемы РУ ВН, а также выделить количество и марки установленных силовых трансформаторов. Наличие данной информации позволит сделать вывод о степени надежности функционирования сети.

Тип каждой ПС по способу присоединения к электрической сети сведен в таблицу 6, характеристика ПС представлена в таблице 7.

Таблица 6 – Типы ПС в рассматриваемой схеме электрической сети

Узловые ПС	Проходные ПС	Тупиковые ПС
Лозовая, Широкая	Владивосток, Аэропорт, Береговая-2, Звезда, Перевал, Находка, НЗМУ,	Козьино

Таблица 7 – Характеристика ПС в рассматриваемой электрической сети

Название подстанции	Количество и марка силовых трансформаторов	Номер схемы РУ ВН
1	2	3
ПС Лозовая	АТДЦТН-500000	6Н
ПС Владивосток	АТДЦТН-500000	6Н
ПС Козьино	2хТДТН-40000	5АН
ПС Широкая	2хАТДЦТН-125000 2хТДТН-40000	9
ПС Перевал	2хТДТН-40000	13
ПС Находка	2хАТДЦТН-63000 2хТДТН-40000	9
ПС НЗМУ	2хТРДЦН-63000	9
ПС Звезда	2хТРДЦН-63000	9
ПС Береговая 2	2хАТДЦТН-63000	7
ПС Аэропорт	2хТРДН-40000	7

Расшифровка номеров схем РУ:

- 6Н – треугольник;
- 5АН – мостик с выключателем в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой;
- 9 одна рабочая, секционированная выключателем система шин;
- 13 – две рабочие системы шин;
- 7 – четырехугольник.

Проведя структурный анализ, можно сделать вывод:

- основную долю составляют двухтрансформаторные ПС;
- по способу присоединения к сети большинство ПС являются проходными;
- в электрической сети преобладают ПС, РУ которых выполнено по типовой схеме 9.

1.6 Выбор и характеристика ПВК для расчета режима

Для расчета электроэнергетического режима существующей сети Партизанского района Приморского используется программно-вычислительный комплекс RastrWin3.

К основным назначениям ПВК относится решение задач по [22]:

- расчету режима;
- анализу режима;
- оптимизации режима.

Для написания магистерской диссертации использовались:

- расчет установившегося режима сети 220 кВ;
- расчет электрических параметров, необходимых к грамотному расчету режима (токи, напряжения, потоки активной и реактивной мощностей, потери активной и реактивной мощностей);
- эквивалентирование электрической сети;
- оптимизация электроэнергетического режима;
- расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой;
- моделирование отключения линии электропередачи;
- учет изменения сопротивления автотрансформатора при изменении положений РПН;
- анализ допустимой токовой загрузки силовых трансформаторов и линий электропередачи;
- сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

1.7 Расчет электрического режима заданного эквивалента сети

Режимом электроэнергетической системы называется её состояние, определяемое параметрами в заданный момент времени. Расчет режимов работы является важной частью проектирования электрических сетей [29]. По результатам расчета можно получить параметры режима, такие как, перетоки активной и реактивной мощности, потери в элементах сети, уровни напряжения и т.д.

Проанализировав результаты расчета различных режимов (нормальных, ремонтных, послеаварийных), можно заранее определить слабые места в сети при различных ситуациях и обеспечить надежное и бесперебойное питание потребителей.

Чтобы рассчитать режим в ПВК, необходимо рассчитать параметры линии, трансформаторов, нагрузки и т.д.

Активные сопротивления линий для режима зимнего максимума определяются с учетом температуры:

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

$$R_{ВЛ} = r_{0,t} \cdot l_{ВЛ}; \quad (2)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$r_{0,t}$ – удельное активное сопротивление при температуре, равной t ;

α_T – температурный коэффициент, равный 0,004 для проводов АС, и 0,0043 для медных проводов.

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Для режима летнего минимума:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}; \quad (3)$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}; \quad (4)$$

где x_0 – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км

Реактивная мощность, генерируемая ЛЭП (зарядная мощность), моделируется реактивной проводимостью ВЛ:

$$B = b_0 \cdot l_{ВЛ}; \quad (5)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, мкСм/км

Трансформаторы вводятся в схему замещения сопротивлением каждой ступени напряжения, активной и реактивной проводимостями.

Коэффициенты трансформации для трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}; \quad (6)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}; \quad (7)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} = 1. \quad (8)$$

где K_{TH}, K_{TC}, K_{TB} – соответственно коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон соответственно;

U_{HH}, U_{CH}, U_{BH} – соответственно напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трехобмоточного трансформатора.

Генераторы задаются вырабатываемой активной мощностью и пределами выработки и потребления реактивной мощности.

В ПК RastrWin при задании модели сети все узлы разделяются на нагрузочные (Нагр), генерирующие (Ген) и балансирующие (База).

Для выполнения расчётов установившихся режимов один из узлов связной схемы должен быть назначен базисным. В базисном узле необходимо задать модуль напряжения.

Базисный узел – это узел, напряжение которого условно принято нулевым и относительно которого отсчитывают напряжения остальных узлов.

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, ограничивающих ветвь, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Сопротивления задаются в Ом (положительные), проводимости для ЛЭП в мкСм со знаком минус. Данные R, X, B, берутся из справочника Ананичева [2].

При расчете режима определяются только напряжения узлов, остальные расчетные величины (токи, потоки мощности и т.д.) определяются непосредственно перед их отображением. На рисунке 5 показана схема замещения ЛЭП, на рисунке 6 схема замещения трансформатора.

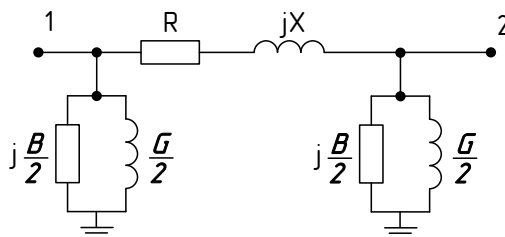


Рисунок 5 – Схема замещения ЛЭП

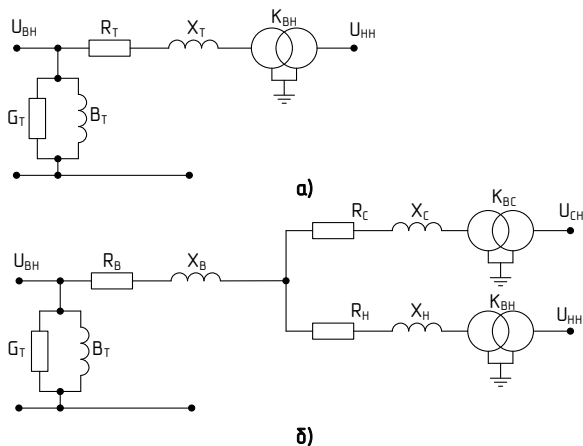


Рисунок 6 – Схема замещения: а) двухобмоточного трансформатора
б) трехобмоточного трансформатора

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

Для расчета электроэнергетического режима исходная информация по узлам электрической сети представлена в таблице 8. в таблице 9 представлена информация о ветвях.

Таблица 8 – Узлы

Название	Uном	Pн	Qн	Pг	Qг	Uзд	U
1	2	3	4	5	6	7	8
ПП 220 кВ Партизанск	220						234,4
Партизанская ГРЭС ВН	220			97,0	31,4	230	234,5
Партизанская ГРЭС НТР 1	220						233,4
Партизанская ГРЭС НТР 2	220						233,4
Партизанская ГРЭС СН	110	67,2	26,8				114,4
Партизанская ГРЭС НН	35	21,4	13,9				38,8
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220						233,5
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220						232,4
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220						232,4
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	21,1	8,4				37,0
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	8,2	3,3				6,7
ПС 220 кВ Широкая ВН	220						233,3
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220						232,9
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220						232,9
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	27,3	10,9				116,4
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110						116,1
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110						116,1
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	12,6	4,9				36,9
ПС 220 кВ Широкая НН	10	1,6	0,9				11,1
ПС 220 кВ Перевал ВН	220						233,5

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220						239,5
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220						239,5
ПС 220 кВ Перевал СН	35	19,7	7,8				40,1
ПС 220 кВ Перевал НН	6	5,8	2,4				6,9
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500			341,0	-20,0	500	500,0
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500						500,8
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	100,2	40,8				233,5
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	30	12,1				10,0
ПС 220 кВ Находка ВН	220						233,2
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220						232,1
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220						232,1
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	39,6	15,8				116,1
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110						115,6
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110						115,6
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	19,1	7,8				38,6
ПС 220 кВ Находка НН	10	8,6	3,3				11,1
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220						233,3
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	10,1	4				11,3
ПС 220 кВ Звезда ВН	220						234,0
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	10,1	3,8				11,2
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220						234,0
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220						232,7
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220						232,7
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	41,2	16,5				116,4
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	15,9	6,3				6,7
Артемовская ТЭЦ ВН	220			81,3	25,3	230	235,2
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220						237,2
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220						237,2
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	73,3	29,3				118,6
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110						115,7
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110						115,7
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	12,9	5,1				38,7
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500						504,4
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500						503,2
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	90,2	36				234,7
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	22,7	9,2				10,0
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220						234,8
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220						234,5
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220						234,6
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	5,7	2,1				11,1
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	3,9	1,6				11,2
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	7,5	3				11,2

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	6	2,5				11,1
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220						236,7
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220						236,7
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	10	4				11,3
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220						233,9
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220						233,9
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	9,4	4				11,2

Таблица 9 – Ветви

Тип	Название	R	X	B	G
1	2	3	4	5	6
Тр-р	Артемовская ТЭЦ ВН - Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	0,5	48,7	11,7	1,6
Тр-р	Артемовская ТЭЦ ВН - Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	0,5	48,7	11,7	1,6
ЛЭП	Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	1,9	8,2	-50,2	0,8
Тр-р	Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ) - Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	0,8			
Тр-р	Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ) - Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	0,5	-2,1		
Тр-р	Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ) - Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	0,8	0,0		
Тр-р	Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ) - Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	0,5	-2,1		
Тр-р	Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ) - Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	0,8	35,5	17,9	3,3
Тр-р	Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ) - Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	0,8	35,5	17,9	3,3
Тр-р	Партизанская ГРЭС ВН - Партизанская ГРЭС НТР 1	0,2	25,8	23,5	2,7
Тр-р	Партизанская ГРЭС ВН - Партизанская ГРЭС НТР 2	0,2	25,8	23,5	2,7
Тр-р	Партизанская ГРЭС НТР 1 - Партизанская ГРЭС НН	0,2	44,9		
Тр-р	Партизанская ГРЭС НТР 1 - Партизанская ГРЭС СН	0,2	-1,5		
Тр-р	Партизанская ГРЭС НТР 2 - Партизанская ГРЭС НН	0,2	44,9		
Тр-р	Партизанская ГРЭС НТР 2 - Партизанская ГРЭС СН	0,2	-1,5		
ЛЭП	ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	0,2	0,9	-2,6	
Тр-р	ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	2,8	19,6	6,7	0,9
Тр-р	ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	2,8	19,6	6,7	0,9
ЛЭП	ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	1,9	8,2	-47,5	0,8
Тр-р	ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1 - ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	5,6	277,7		
Тр-р	ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1 - ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	5,6	277,7		
Тр-р	ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2 - ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	5,6	277,7		
Тр-р	ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2 - ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	5,6	277,7		
ЛЭП	ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	4,4	19,4	-118,8	2,0
Тр-р	ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	1,4	104,1	5,9	0,9
Тр-р	ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	1,4	104,1	5,9	0,9

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1 - ПС 220 кВ Береговая 2 НН	1,4	195,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1 - ПС 220 кВ Береговая 2 СН	1,4	-11,7		
Тр-р	ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2 - ПС 220 кВ Береговая 2 НН	1,4	195,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2 - ПС 220 кВ Береговая 2 СН	1,4	-11,7		
ЛЭП	ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	0,1	0,3	-46,2	0,8
Тр-р	ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Звезда НТР 1	2,0	12,4	9,4	1,6
Тр-р	ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Звезда НТР 2	2,0	12,4	9,4	1,6
Тр-р	ПС 220 кВ Звезда НТР 1 - ПС 220 кВ Звезда НН 1	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ Звезда НТР 1 - ПС 220 кВ Звезда НН 2	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ Звезда НТР 2 - ПС 220 кВ Звезда НН 1	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ Звезда НТР 2 - ПС 220 кВ Звезда НН 2	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ Козьмино ВН - ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	3,6	165,3	8,3	1,0
Тр-р	ПС 220 кВ Козьмино ВН - ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	3,6	165,3	8,3	1,0
Тр-р	ПС 220 кВ Козьмино НТР 1 - ПС 220 кВ Козьмино НН	3,6	125,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Козьмино НТР 1 - ПС 220 кВ Козьмино СН	3,6	0,0		
Тр-р	ПС 220 кВ Козьмино НТР 2 - ПС 220 кВ Козьмино НН	3,6	125,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Козьмино НТР 2 - ПС 220 кВ Козьмино СН	3,6			
Тр-р	ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	1,4	104,1	5,9	0,9
Тр-р	ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	1,4	104,1	5,9	0,9
ЛЭП	ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	1,6	6,9	-42,2	0,7
Тр-р	ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ) - ПС 220 кВ Находка НН	0,8			
Тр-р	ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ) - ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	0,8	20,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ) - ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	1,4	-11,7		
Тр-р	ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ) - ПС 220 кВ Находка НН	0,8	0,0		
Тр-р	ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ) - ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	0,8	20,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ) - ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	1,4	-11,7		
Тр-р	ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ) - ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	0,8	35,5	17,9	3,3

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ) - ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	0,8	35,5	17,9	3,3
ЛЭП	ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	1,5	6,4	-39,6	0,7
Тр-р	ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	2,0	12,4	9,4	1,6
Тр-р	ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	2,0	12,4	9,4	1,6
Тр-р	ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1 - ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1 - ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2 - ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	4,0	176,3		
Тр-р	ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2 - ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	4,0	176,3		
ЛЭП	ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	3,3	14,6	-89,8	1,5
Тр-р	ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Перевал НТР 1	3,6	165,3	8,3	1,0
Тр-р	ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Перевал НТР 2	3,6	165,3	8,3	1,0
Тр-р	ПС 220 кВ Перевал НТР 1 - ПС 220 кВ Перевал НН	3,6	125,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Перевал НТР 1 - ПС 220 кВ Перевал СН	3,6	0,0		
Тр-р	ПС 220 кВ Перевал НТР 2 - ПС 220 кВ Перевал НН	3,6	125,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Перевал НТР 2 - ПС 220 кВ Перевал СН	3,6	0,0		
ЛЭП	ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	3,9	17,3	-1,1	
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	0,5	48,7	11,7	1,6
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	0,5	48,7	11,7	1,6
ЛЭП	ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	3,2	13,9	-84,5	1,4
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ) - ПС 220 кВ Широкая НН	0,8	20,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ) - ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	0,8			
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ) - ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	0,5	-2,1		
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ) - ПС 220 кВ Широкая НН	0,8	20,6		
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ) - ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	0,8	0,0		
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ) - ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	0,5	-2,1		
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ) - ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	0,8	35,5	17,9	3,3
Тр-р	ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ) - ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	0,8	35,5	17,9	3,3

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
Тр-р	ПС 500 кВ Владивосток ВН - ПС 500 кВ Владивосток НТР	0,5	67,5	5,9	0,9
Тр-р	ПС 500 кВ Владивосток НТР - ПС 500 кВ Владивосток НН	0,5	182,5		
Тр-р	ПС 500 кВ Владивосток НТР - ПС 500 кВ Владивосток СН	0,5	-7,5		
ЛЭП	ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	11,5	50,2	-460,5	3,2
Тр-р	ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Лозовая НТР	0,5	67,5	5,9	0,9
Тр-р	ПС 500 кВ Лозовая НТР - ПС 500 кВ Лозовая НН	0,5	182,5		
Тр-р	ПС 500 кВ Лозовая НТР - ПС 500 кВ Лозовая СН	0,5	-7,5		
ЛЭП	ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	2,2	9,6	-58,8	1,0
ЛЭП	ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	2,7	12,0	-73,9	1,2
ЛЭП	ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	2,7	12,0	-73,9	1,2
ЛЭП	ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	3,3	14,4	-88,4	1,5

В качестве основы для выполнения работы выполняется расчет электро-энергетического режима. Для расчета режима используются данные контрольных замеров.

Производится сравнение расчетных данных по линиям, входящим в модель с данными контрольных замеров. Сравнение перетоков мощности приведены в таблице 10. Сравнение по напряжению сведено в таблице 11.

Таблица 10 – Сравнение перетоков мощности

Диспетчерское наименование линии	Переток мощности по данным КЗ	Переток мощности согласно Rastr Win 3	Разница перетоков, %
ВЛ 220 кВ Лозовая - Партизанск	79,1-j29,9	78,4-j28,7	0,82
ВЛ 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС	81,3-j32,1	80,3-j31,2	1,44
ВЛ 220 кВ Лозовая - НЗМУ	24,5- j8,1	25,7- j8,5	-4,9
ВЛ 220 кВ НЗМУ – Находка	55,6- j26,5	55,9- j27,1	-0,93
ВЛ 220 кВ Находка ВН - Широкая	19,2- j7,9	21- j8,9	-7,86
ВЛ 220 кВ Широкая – Лозовая	69,7+ j31,8	70,4+ j33	-1,49
ВЛ 220 кВ Перевал - Звезда	45,3- j24,2	43,9- j22,7	3,77
ВЛ 220 кВ Звезда - Береговая 2	21,2- j16,0	20,2- j15,3	4,59
ВЛ 220 кВ Береговая 2 - Артемовская ТЭЦ	56,9+ j17,6	55,1+ j6,5	6,85
ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ - Аэропорт	66,4+ j24,5	67,4+ j4,9	4,52
ВЛ 220 кВ Аэропорт - Владивосток	79,7+ j38,9	80,7+ j37,9	-0,24
ВЛ 220 кВ Лозовая - Козьино	29,7- j8,9	31,1- j9,6	-4,98
ВЛ 500 кВ Лозовая - Владивосток	232,8- j97,6	234,8- j98,6	-0,88
ВЛ 220 кВ Широкая - Перевал	61,5- j28,8	60,2- j27,4	2,6

Таблица 11 – Сравнение по напряжению

Наименование узла	Напряжение по данным КЗ	Напряжение согласно Rastr Win 3	Разница, %
1	2	3	4
ПС Лозовая 220 кВ	236,1	233,5	1,1
ПС Владивосток 500 кВ	500,4	504,4	-0,8
ПС Владивосток 220 кВ	230,1	234,7	-2

1	2	3	4
ПС Аэропорт 220 кВ	236,2	234,8	0,59
ПС НЗМУ 220 кВ	232,3	233,3	0,43
ПС Находка 220 кВ	235,2	233,2	0,85
ПС Находка 110 кВ	117,4	116,1	1,11
ПС Козьмино 220 кВ	231,2	233,5	-0,99
ПС Широкая 220 кВ	237,1	233,3	1,6
ПС Широкая 110 кВ	117,9	116,4	1,27
ПС Береговая 2 220 кВ	235,7	234	0,72
ПС Береговая 2 110 кВ	118,5	116,4	1,77
ПС Звезда 220 кВ	235,9	234	0,81
ПС Перевал 220 кВ	229,1	233,5	-1,92

На основании расчета делается вывод, что данные введены корректно.

1.8 Анализ существующей схемно-режимной ситуации

Для анализа режимной ситуации необходимо рассчитать нормальный режим рассматриваемой электрической сети.

В [32] берутся значения соотношения потребляемой активной и реактивной мощности, если заданы:

- предельные значения соотношения активной и реактивной мощности на шинах классом напряжения 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства сетевой организации,

- максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети,

- минимальное значение коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети,

- диапазоны допустимых значений коэффициента реактивной мощности, применяемые в регулировании реактивной мощности, выполняемой для нор-

мальной и ремонтной схем, на основании заданных предельных значений соотношения активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации

Минимальные значения коэффициента реактивной мощности, генерируемой в часы малых суточных нагрузок электрической сети, за исключением часов малых суточных нагрузок электрической сети, применяемых в периоды участия потребителя в регулировании реактивной мощности, устанавливаются равными нулю.

Для описания электрических сетей и методов расчета их режимов используется [13]. В книге даны сведения о рабочих режимах электроэнергетических систем и мероприятиях по повышению качества электроэнергии. Рассмотрены технико-экономические основы проектирования электрических сетей, режимы ЛЭП сверхвысоких напряжений и расчёты линий на механическую прочность

Изложены современные методы расчётов на ЭВМ нормальных и особых режимов электрических сетей и систем большой сложности, способы уменьшения потерь электроэнергии и оптимизации режимов систем и сетей. Методика расчета оптимального режима сети по U , Q производится с помощью градиентный метода.

При расчете электроэнергетического режима необходимо основываться на [19]. Расчёт режимов следует осуществлять расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

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

В [30] рассматриваются основные вопросы теории и практических методов выполнения расчетов устойчивости энергосистем и узлов нагрузки. Излагаются физические явления, обусловленные электромеханическими переходными процессами. Описаны основные мероприятия по повышению устойчивости, дана их классификация. Рассмотрены дополнительные средства и устройства автоматики для повышения устойчивости.

В таблице 12 сведено отклонение напряжения нормального режима.

В таблице 13 показана токовая загрузка линий электропередачи для нормального режима рассматриваемого участка электрической сети.

Таблица 12 – Отклонение напряжения

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
	Нормальный режим		
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	498,36	-0,3
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	232,7	5,8
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	10,7	7,0
ПП 220 кВ Партизанск	220	233,64	6,2
Партизанская ГРЭС ВН	220	233,72	6,2
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	232,56	5,7
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	232,56	5,7
Партизанская ГРЭС СН	110	114,16	3,8
Партизанская ГРЭС НН	35	39,03	11,5
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	232,56	5,7
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	231,51	5,2
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	231,51	5,2
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	37,14	6,1
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	7,02	17,0
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	229,88	4,5
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	229,48	4,3
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	229,48	4,3
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	114,94	4,5
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	114,63	4,2
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	114,63	4,2
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,72	4,9
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,32	13,2
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	229,04	4,1
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	234,9	6,8
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	234,9	6,8
ПС 220 кВ Перевал СН	35	39,65	13,3
ПС 220 кВ Перевал НН	6	7,13	18,8
ПС 220 кВ Находка ВН	220	230,42	4,7
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	229,33	4,2
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	229,33	4,2
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	114,9	4,5
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	114,38	4,0
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	114,38	4,0

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,51	10,0
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,3	13,0
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	231,11	5,1
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,58	15,8
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	228,56	3,9
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,29	12,9
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	228,55	3,9
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	227,2	3,3
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	227,2	3,3
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	113,83	3,5
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,88	14,7
Артемовская ТЭЦ ВН	220	228,56	3,9
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	230,46	4,8
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	230,46	4,8
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	115,44	4,9
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	112,6	2,4
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	112,6	2,4
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	37,95	8,4
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	486,28	-2,7
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	486,48	-2,7
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	227,08	3,2
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,7	7,0
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	227,69	3,5
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	227,33	3,3
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	227,4	3,4
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,16	11,6
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,21	12,1
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,2	12,0
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,11	11,1
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	234,55	6,6
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	234,55	6,6
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,58	15,8
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	228,45	3,8
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	228,45	3,8
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,27	12,7

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Инач	Икон
	Нормальный	
1	2	3
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	123,19	122,19

1	2	3
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,21	145,06
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	41,82	41,61
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,26
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	144,85	144,81
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	53,44	54,16
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	21,95	21,87
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	23,07	11,11
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	10,25	5,74
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	27,68	27,87
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	28,8	24,84
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	65,3	59,8
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	53,05	54,47
ПС 220 кВ Аэропорт ВН – ПС 500 кВ Владивосток СН	21,55	22,11

В качестве отключенных линий рассматриваются:

- ВЛ 500 кВ Лозовая – Владивосток;
- ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино;
- ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая.

В таблице 14 сведено отклонение напряжения послеаварийного режима

Таблица 14 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
	Послеаварийный режим		
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	497,96	-0,41
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	232,3	5,59
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	10,3	3,00
ПП 220 кВ Партизанск	220	233,24	6,02
Партизанская ГРЭС ВН	220	233,32	6,05
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	232,16	5,53
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	232,16	5,53
Партизанская ГРЭС СН	110	113,76	3,42
Партизанская ГРЭС НН	35	38,63	10,37
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	232,16	5,53
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	231,11	5,05
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	231,11	5,05

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,74	4,97
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,62	10,33
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	229,48	4,31
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	229,08	4,13
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	229,08	4,13
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	114,54	4,13
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	114,23	3,85
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	114,23	3,85
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,32	3,77
ПС 220 кВ Широкая НН	10	10,92	9,20
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	228,64	3,93
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	234,5	6,59
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	234,5	6,59
ПС 220 кВ Перевал СН	35	39,25	12,14
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,73	12,17
ПС 220 кВ Находка ВН	220	230,02	4,55
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	228,93	4,06
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	228,93	4,06
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	114,5	4,09
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	113,98	3,62
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	113,98	3,62
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,11	8,89
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,9	9,00
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	230,71	4,87
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	228,16	3,71
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	10,89	8,90
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	228,15	3,70
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	226,8	3,09
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	226,8	3,09
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	113,43	3,12
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,48	8,00
Артемовская ТЭЦ ВН	220	228,16	3,71
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	230,06	4,57
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	230,06	4,57
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	115,04	4,58
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	112,2	2,00
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	112,2	2,00
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	37,55	7,29
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	485,88	-2,82
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	486,08	-2,78
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	226,68	3,04

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,3	3,00
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	227,29	3,31
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	226,93	3,15
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	227	3,18
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	10,76	7,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	10,81	8,10
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	10,8	8,00
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	10,71	7,10
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	234,15	6,43
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	234,15	6,43
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	228,05	3,66
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	228,05	3,66
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	10,87	8,70

В таблице 15 представлена токовая загрузка ЛЭП послеаварийного режима

Таблица 15 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	Инач	Икон
	Послеаварийный	
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,86	145,72
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	139,27	141,84
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,83	7,29
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	145,41	145,37
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	61,08	61,12
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	39,34	42,09
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	93,47	94,84
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	126,93	128,21
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	21,87	24,22
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	18,11	21,46
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	101,91	104,33
ПС 220 кВ Аэропорт ВН – ПС 500 кВ Владивосток СН	68,7	71,16

На основании анализа токовой загрузки линий электропередачи, допустимый ток для линий не превышает допустимый ток.

При введении существующей схемы в ремонт, при отключении одного силового трансформатора на ПС 220 кВ Находка, а также в третьем послеаварий-

ном режиме при отключении трех линий электропередачи, токовая загрузка линий электропередачи не превышает длительно-допустимый ток сечений рассматриваемых линий.

Анализ отклонения напряжения в узлах показал, что в послеаварийном режиме напряжения в узлах уменьшаются в пределах 4,2 %. Напряжения в узлах не выходят за номинальные напряжения и не превышают максимально рабочее напряжение.

Минимально загруженная ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино, линия является двухцепной. Максимально загруженная ВЛ 500 кВ Лозовая – Владивосток. Ток на максимально загруженной линии не превышает максимально допустимый ток, напряжения на шинах подстанции не понижается ниже номинального напряжения.

Таким образом, на основании расчета электроэнергетического режима, рассматриваемый участок сети позволяет подключить новые энергетические объекты.

2 ВЫБОР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПАРТИЗАНСКОГО РАЙОНА

С целью определения современного состояния исследования проводится анализ литературных источников.

В [47] рассматривается актуальность повышения пропускной способности и надёжности воздушных линий электропередачи, разработки и применения новых проектных и строительных решений, использования современных материалов и технологий. Применение новых материалов и оптимизированных проектных решений актуально также вследствие необходимости масштабной реновации сетевой инфраструктуры, срок службы которой превышает 40-50 лет. Социальные и экономические условия выполнения реновации предполагают применение рациональных и эффективных решений на основании технико-экономического сопоставления

В работе приведен успешный опыт практического применения в сетевых предприятиях РФ ПНП. Представлен также ряд разработанных в последние годы проектов больших переходов ВЛ через водные преграды с применением проводов нового поколения высокотемпературных с повышенной прочностью. Рассмотрены разработанные для достижения возможности использования большей механической прочности этих проводов и обеспечения необходимой надёжности других элементов ВЛ, новые оригинальные конструкции опор, натяжных и поддерживающих зажимов, а также фундаментов. Показано, что при проектировании больших переходов через водные преграды применение высокотемпературных проводов и индивидуальных конструкций опор, фундаментов и арматуры позволяет сократить стоимость строительства перехода на 15- 40%.

Для анализа перехода на новые инновационные технологии используется [35]. В статье предлагается внедрение воздушных линий нового поколения. Целью статьи является исследование влияния инновационных элементов ВЛЭП на результат проектирования, основаны на общепринятой методической и норма-

тивной базе. Исследование вопроса реализовано с помощью системного подхода. В статье представлены особенности инновационных элементов ВЛ нового поколения

Вопрос диагностики текущего состояния высоковольтных воздушных линий электропередачи рассматривается в [50]. Важность вопроса объясняется высокой аварийностью воздушных линий электропередачи в силу их подверженности перегрузки по току

Оценка возможности адаптации методики расчета длительно допустимого тока проводов традиционной конструкции к расчету проводов нового поколения показана в [6]. В статье показана математическая модель расчета провода, которая применена для ряда сопоставимых по сечению проводников. Проводится классификация входящих в модель параметров и коэффициентов от влияющих факторов.

Инновационные линии электропередачи описаны в [8]. Параметры линий определяются на основании исследований, моделирования и лабораторных испытаний. Даны характеристики новых проводов нового поколения и их техническое сравнение. Дана информация о пропускной способности воздушных линий.

В [7] систематизированы некоторые исследования, проведенные в рамках проекта разработки высокотемпературных и высокопрочных проводов при реализации соответствующего Соглашения с ПАО «Россети». Задачей серии исследований было подтверждение возможности решения основных проблем строительства и эксплуатации ВЛ за счет совместного применения проводов АСВТ/АСВТ совместно с грозотросом МЗ, без удорожания относительно провода АС

Также рассматривается вопрос поиска путей повышения энергоэффективности электросетевого комплекса, одним из которых является использование инновационных проводов, имеющих лучшие характеристики, чем провода АС: обеспечение большей пропускной способности, механической прочности, устойчивости к высоким температурам, старению и агрессивным воздействиям со стороны окружающей среды.

В [12] систематизируется обширная информация о новых типах проводов высоковольтных воздушных линий электропередачи и предлагается их классификация по таким существенным конструктивным признакам, как компонентная структура, форма и материал проволок токопроводящей части, материал сердечника. Рассматривается также классификация проводов по уровню их термостойкости с выделением группы высокотемпературных проводов с малой стрелой провеса

В [17] рассматривается особый класс проводов с повышенными прочностью и пропускной способностью – пластически обжатые высокопрочные и высокотемпературные провода. Пластически обжатые провода отличаются от проводов классической конструкции тем, что после свивки сердечник проходит процесс пластического обжатия, тем самым увеличивается плотность по сечению сердечника. Аналогичный процесс происходит и с токоведущими проводниками после свивки. По сравнению с классическими проводами АС новые провода обладают существенно большей прочностью и токовой пропускной способностью. Приведены основные конструктивные особенности новых проводов их сравнение с проводами АС и другими проводами нового поколения. Наряду с техническими характеристиками представлено сравнение экономических показателей проводов повышенной пропускной способности и некоторых проводов АС.

2.1 Провода нового поколения

В качестве инновационных технологий применяется выбор проводов нового поколения для рассматриваемого участка сети.

Рост потребления электрической энергии увеличивает актуальность повышения пропускной способности и надёжности ВЛ, разработки и применения новых проектных и строительных решений, использования современных материалов и технологий.

При строительстве новых линий электропередачи и реконструкции, действующих целесообразно применение проводов нового поколения. Провода обладают улучшенными механическими и электрическими характеристиками по сравнению с стальноалюминиевыми проводами АС.

Отличительные признаки ВЛ нового поколения:

- более высокая надежность и экономичность в эксплуатации;
- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание в течение всего срока службы;
- использование передовых безопасных методов строительства и эксплуатации;
- комплексные системы мониторинга и контроля состояния линий, основных конструкций и оборудования;
- эффективные системы защиты ВЛ от гололедно-ветровых воздействий и грозных перенапряжений, защиты проводов и тросов от вибрации и пляски;

Провода должны:

- иметь низкое активное сопротивление переменному току;
- иметь малые потери при передаче электроэнергии;
- обеспечивать высокую коррозионную стойкость;
- обладать высокой механической прочностью;

2.1.1 Материал изготовления ПНП

Материал изготовления сердечника провода изготавливается из:

- стали с цинковым или алюмоцинковым покрытием;
- стали повышенной прочности;
- сплава железа и никеля.

Материал изготовления токопроводящей части провода изготавливается из:

- холодноотянутого алюминия с высокой проводимостью и высокой механической прочностью с рабочей температурой до 90 °С;
- алюминиевых сплавов с рабочей температурой до 90 °С;
- термостойких алюминий-циркониевых сплавов с рабочей температурой до 230 °С;
- термообработанного алюминия с высокой проводимостью и пониженной механической прочностью с рабочей температурой до 180 °С.

2.1.2 Указания по проектированию воздушных линий

При проектировании ВЛ должны быть обеспечены [1]:

- надежная и качественная передача электрической энергии;
- экономическая эффективность;
- соблюдение требований электробезопасности;
- ремонтпригодность применяемых конструкций.

2.1.3 Области рационального применения ПНП на ВЛ 220 кВ

I. Повышение энергетической эффективности ВЛ:

а. на участках ЕНЭС для передачи большой мощности поставщиков электрической энергии;

б. на ВЛ, как альтернативный вариант ее переводу на более высокий класс напряжения, строительству двух цепей или увеличению сечения существующего провода.

II. Снижения капитальных затрат:

в. на больших переходах, пересечений с инженерными сооружениями, дорогами, где требуется существенное увеличение высоты опор для соблюдения габаритных расстояний;

г. на протяженных прямолинейных участках трассы ВЛ с возможностью снижения количества промежуточных опор.

Провод новых типов преимущественно применять:

- при расчетном сечении провода традиционных типов 185 мм² и выше;
- в областях со значительными ветровыми/гололедными нагрузками;
- при наличии протяженных анкерных участков;
- для больших переходов,
- для ВЛ с возможностью возникновения перегрузок в период поставарийных режимов;
- в районах с высокими температурами воздуха и солнечной активностью;
- при увеличении пропускной способности действующих линий с применением провода новых типов;
- при построении кольцевых схем сети;

– на ВЛ, выполненных на высотных опорах.

В таблице 16 приведена область применения ПНП.

Таблица 16 – Область применения ПНП

Марка	Область применения			
	а	б	в	г
Провод с температурой нагрева больше 90 °С				
АСВТ	+	+	+	+
Компактированные провода с длительно-допустимой температурой нагрева от 70 до 90 °С				
АСк2у	-	-	+	+
Провод с композитным сердечником				
АССР	+	-	+	+

Данные проводов нового поколения приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Данные проводов нового поколения

Провод	Материал		Температура нагрева		Особенности конструкции
	ТПЧ	Сердечника	ДДТ	АДТ	
АСВТ	Проволока из термостойкого сплава	Проволока стальная оцинкованная	150	210	Провод сталеалюминевый ВТП одинарной свивки с линейным касанием проволок с пластически обжатыми стальной и алюминиевой частями
АСк2у	Проволока алюминиевая	Проволока стальная высокопрочная	90	95	Провод компактированный с токоведущими алюминиевыми проволоками трапециевидального сечения, навитых слоями поверх стального сердечника где: АСку сечением до 240 мм ² включительно, АСк2у сечением свыше 240 мм ²
АССР	Проволока из термостойкого сплава	Металлокомпозит	210	240	ВТП из алюминий-циркониевого сплава с композитным сердечником с проволоками внешнего повива трапециевидного или круглого сечения

Конструкция провода АСВТ различного исполнения представлена на рисунке 7.

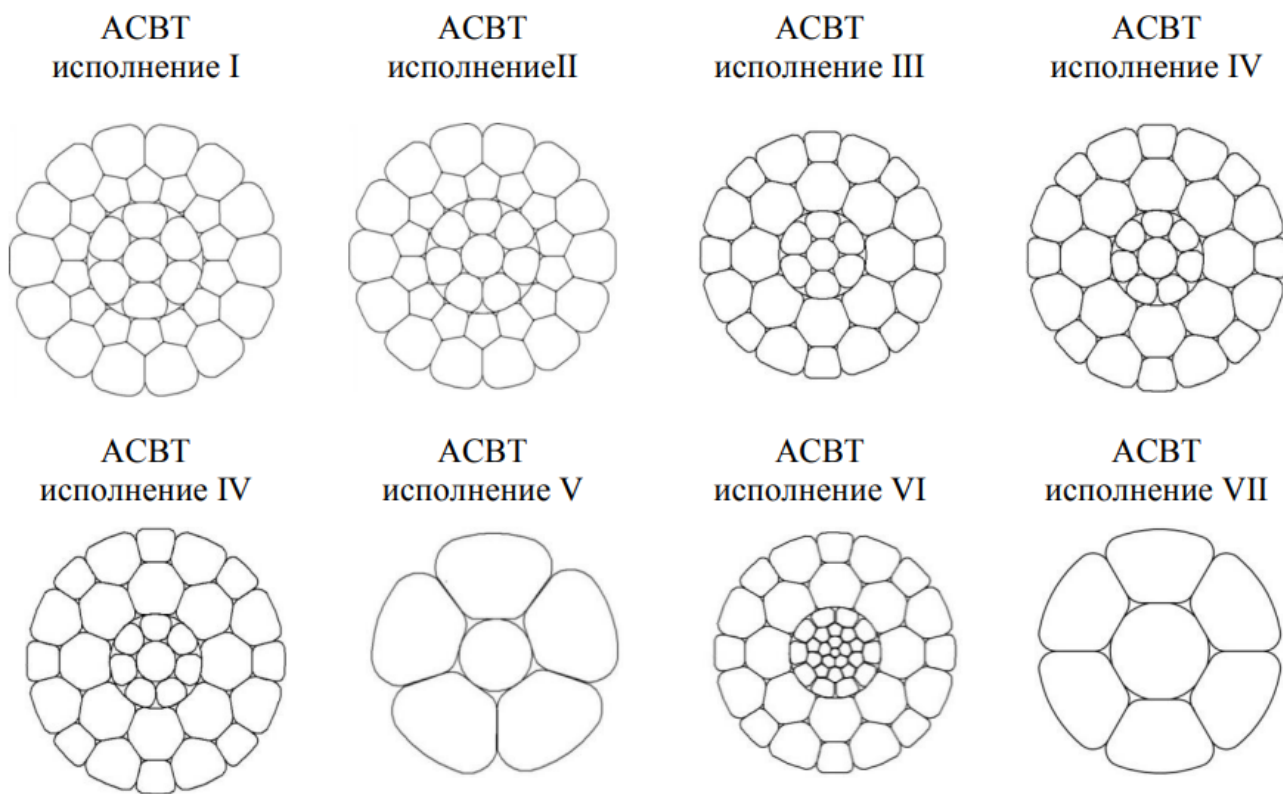


Рисунок 7 – Конструкция провода АСВТ

Конструкция провода АСк2у представлена на рисунке 8.

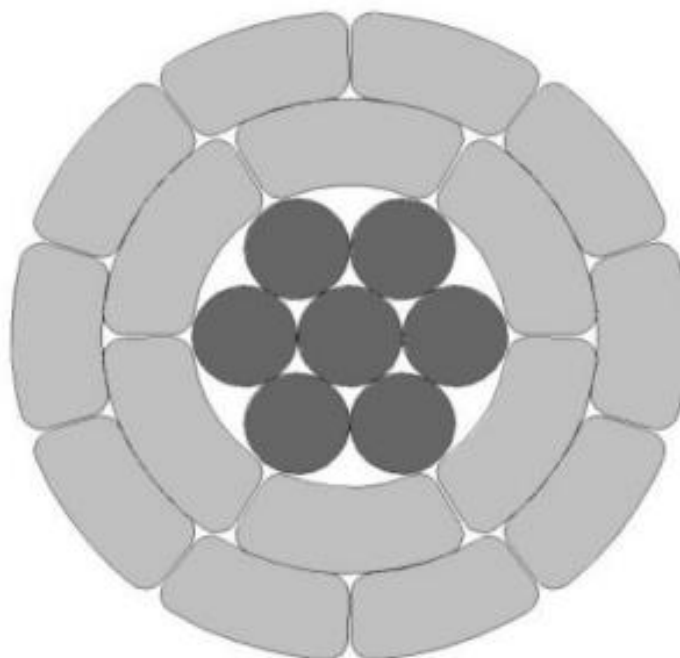


Рисунок 8 – Сечение провода марки АСк2у

В таблице 18 рассматриваются характеристики проводов.

Таблица 18 – Характеристики проводов

Марка и сечение про- вода	Длительно допустимая температура провода, °С	Длительно допустимый ток, А
АСВТ 168/49	150	810
АСку 240/39	90	826
АССР Junco 267	210	853
АС 240/32	90	605

Согласно 2.1.3 рекомендуется применение высокотемпературного провода АСВТ

2.1.4 Сравнение проводов по величине расчётных габаритных пролетов

По сравнению с другими проводами тех же диаметров, провод АСВТ имеет значительно более высокую прочность и пропускную способность.

Применение провода АСВТ снижает потери, риск гололедообразования, уменьшает аэродинамические нагрузки.

Провода АСВТ позволяют гибко решать проблемы проектирования и строительства ВЛ. Пропускная способность ВЛ за счет применения проводов АСВТ увеличивается. Меньший диаметр провода позволяет снизить нагрузки на опоры. Более высокая прочность позволяет уменьшить стрелу провеса.

В таблице 19 сведено сравнение проводов. На рисунке 9 представлены расчётные габаритные пролеты для ВЛ 220 кВ.

Таблица 19 – Сравнение проводов

Провод	Нагрузка, кН	Натяжение, кН	U_{max} , кН/мм ²	R, ом/км	Диаметр, мм	Вес, 1 км	$I_{дл.дор}$, А	$L_{пролета}$
АС-240/32	90,6	40,8	0,120	0,096	24	1132	710	347
АСВТ 168/49	163,9	73,8	0,207	0,104	22,4	1400	1168	456

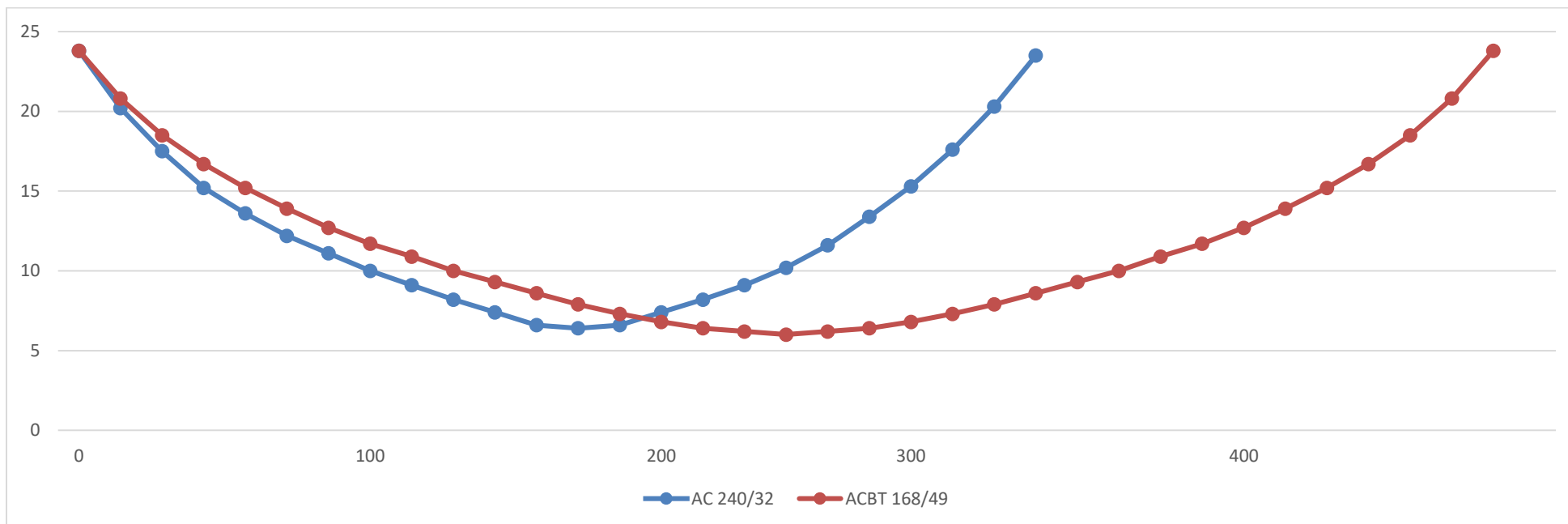


Рисунок 9 – Расчетные габаритные пролеты для ВЛ 220 кВ

Как видно из рисунка 9, для строительства линии 220 кВ из провода АСВТ 277/79 требуется меньшее количество опор, а следовательно и меньше затрат. В среднем происходит увеличение пролета на 38 %, увеличивается длительно-допустимый ток, уменьшается сопротивление провода и его диаметра.

На основании анализа длительно допустимого тока, а также длительно допустимой температуре проводов, области применения проводов нового поколения и анализе габаритных пролетов, был выбран для последующей установки провод марки АСВТ.

2.2 Автоматизированные средства диспетчерского управления

В [39] рассматриваются принципы создания современных автоматизированных систем диспетчерского управления, а также функции входящих в их состав подсистем мониторинга различного назначения. Оцениваются возможности интеграции перспективных технологий в существующую структуру управления энергетическими объектами.

В [46] рассматриваются автоматизированные системы диспетчерского управления. Система делится на два уровня. Первый (нижний) уровень осуществляет сбор и обработку информации непосредственно на энергетическом объекте. Для осуществления сбора и передачи информации используются различные программируемые контроллеры с датчиками для измерения величин:

- тока;
- напряжения;
- мощности.

2.2.1 Характеристика АСДУ

Постоянное развитие и эксплуатация электрических сетей является важным направлением в энергетике. Автоматизация производства заключается в использовании автоматического управления, в основе которого лежит управление электроэнергетическим режимом.

Автоматизированная система управления – это система, в которой для получения и обработки информации, а также для управления, используются различные автоматические устройства, но главные функции управления выполняются человеком.

Необходимость автоматизации процессов управления обусловлена ростом масштабов управляемых объектов и возросшими объемами информации, необходимой для грамотного управления режимом. Электроэнергетическим режимом называют процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии.

2.2.2 Сетевой комплекс СК-11

СК-11 представляет собой новое поколение автоматизированных систем управления производством, передачей и распределением электроэнергии, систем управления ремонтами и эксплуатацией, систем управления отказами, систем подготовки оперативного персонала энергосистем [4].

В диспетчерских центрах для управления электроэнергетической системой используется сетевой комплекс СК-11.

Комплекс предназначен для приема, обработки, хранения, передачи и предоставления пользователям телеметрической, отчетной и плановой информации, характеризующей электроэнергетическую систему в режиме реального времени.

К основным преимуществам использования относится:

- современная программная платформа;
- высокая производительность при работе с большими объемами данных;
- точность расчетов;
- единая распределенная система, связывающая несколько центров управления; надежность системы.

Комплекс СК-11 отслеживает и анализирует в реальном времени информацию об изменении состояния оборудования.

2.2.3 Общая информационная модель

В основе комплекса положена Common Information Model (общая информационная модель, CIM). CIM – открытый стандарт, определяющий представление управляемых элементов ИТ среды в виде совокупности объектов и их отношений, предназначенный обеспечить унифицированный способ управления такими объектами, вне зависимости от их поставщика или производителя.

Система перехода общей информационной моделью СК-11 (CIM) включает развитые инструменты для перехода к единому для всех автоматизированных систем технологического управления источнику данных об объекте управления.

На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации № 102, субъекты электроэнергетики обязаны предоставлять информацию о своих объектах, входящих в перечень объектов диспетчеризации, влияющих на электроэнергетический режим энергосистемы.

2.2.4 Дистанционное управление

Для управления энергосистемой с помощью автоматизированных средств необходимо занести в программный комплекс СК-11 необходимые параметры оборудования. Для этого создаётся модель, в которой описываются элементы различных классов (выключатель, разъединитель и т.д.). После описания необходимо связать все классы в топологический процесс и актуализировать модель. По полученной модели осуществляется оперативно-диспетчерское управление энергосистемы.

Для того чтобы получить параметры от объектов диспетчеризации необходимо осуществить передачу телеметрии по каналам связи. Телеметрия – это значение параметров оборудования (телеизмерение), параметров состояния оборудования (телесигнализация), полученных с помощью техники измерений.

Данные, полученные с помощью телеметрии поступают на диспетчерский щит, это дает возможность:

- управлять режимом,

- формировать и отправлять информацию на оптовый рынок электроэнергии и мощности;

- формировать расчётные модели;

- рассчитывать, планировать и анализировать режим.

Основные функции устройств телемеханики:

- централизованный дистанционный контроль состояния энергообъектов;

- автоматическое управление технологическим процессом по заданным алгоритмам;

- дистанционное ручное управление объектом;

- удаленный контроль действий обслуживающего персонала;

- сбор и передача в автоматическом режиме по различным каналам связи на верхний уровень (единый диспетчерский пункт) информации о состоянии технологического процесса;

- передача информации в сторонние системы по стандартным коммуникационным протоколам;

- возможность организации "прозрачного канала" доступа к оборудованию смежных систем;

- включение в состав системы телемеханики систем АИИС КУЭ и АРМ РЗА;

- автоматическая блокировка неправильных действий персонала;

- получение детальной информации о параметрах электросети, работы электрооборудования и осуществление диспетчеризации управления в режиме реального времени;

- оптимизация технологических режимов работы;

- обеспечение резервного питания контроллеров от встроенного источника;

- формирование отчетов и графиков по запросу, а также генерирование сводок.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

Цель расчета: определение максимальных нагрузок для расчёта электрических режимов. Электрической нагрузкой называют нагрузку, создаваемой во всей электрической сети при подключении к ней подстанций [2].

Для качественного прогнозирования электрической нагрузки необходимо оценить изменение нагрузки за последние 5 лет и выявить среднее значение. Также необходимо построить график и определить уровень роста нагрузки по годам. Приводится пример графика на примере ПС 220 кВ Находка на рисунке 10.

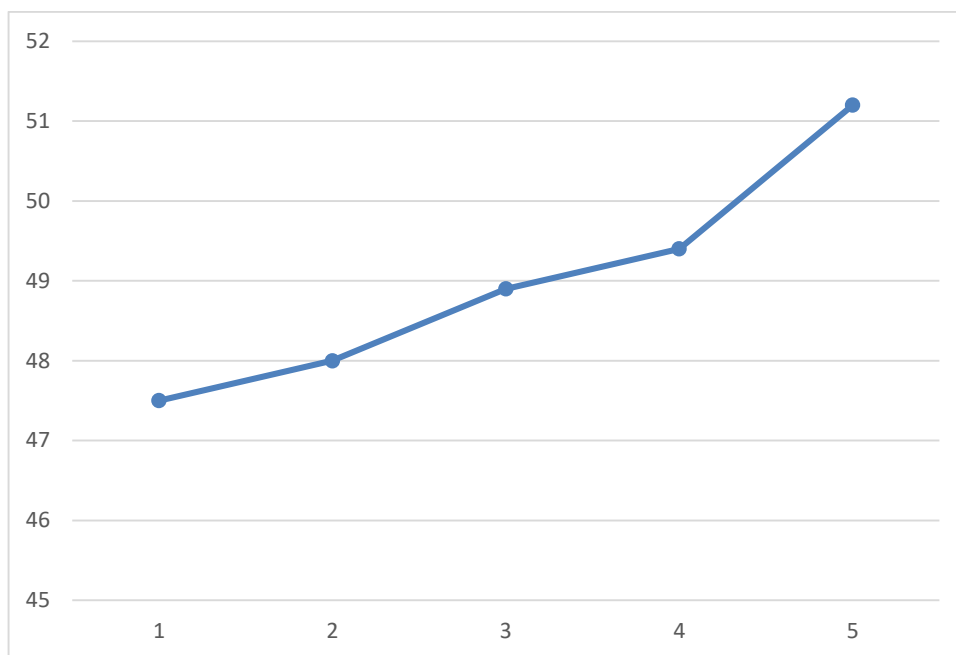


Рисунок 10 – График изменения нагрузки для ПС Находка

На основании графика можно сделать вывод, что имеется экспоненциальный рост нагрузки. Нагрузка с каждым годом увеличивается, что говорит о развитии электрической сети.

Средняя активная и реактивная мощности определяются:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{P_{max}}{k_{max}} \text{ МВт}; \quad (9)$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = \frac{Q_{max}}{k_{max}} \text{ Мвар}; \quad (10)$$

где P_{max} , Q_{max} – максимальные активная и реактивная мощности;

k_{max} – коэффициент максимума;

P_i , Q_i – мощность, соответствующая времени t_i .

Эффективная мощность определяется:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} = P_{cp} \cdot k_{\phi} \text{ МВт}; \quad (11)$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} = Q_{cp} \cdot k_{\phi} \text{ Мвар}; \quad (12)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы.

Коэффициент формы определяется:

$$k_{\phi} = \sqrt{\frac{1+2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}}; \quad (13)$$

где k_3 – коэффициент запаса.

Минимальная мощность определяется:

$$P_{min} = P_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi} - 1}) = P_{cp} \cdot k_{min}; \quad (14)$$

$$Q_{min} = Q_{cp} \cdot (1 - t_{\beta} \cdot \sqrt{k_{\phi} - 1}) = Q_{cp} \cdot k_{min}; \quad (15)$$

где P_{min} , Q_{min} – минимальные активная и реактивная мощности.

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

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (16)$$

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0153, согласно

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС 220 кВ Находка:

$$P_{Находка}^{прог} = 44,1 \cdot (1 + 0,0153)^5 = 47,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{Находка}^{прог} = 17,6 \cdot (1 + 0,0153)^5 = 19 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети. Вероятностные характеристики с учетом прогнозирования сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Вероятностные характеристики с учетом прогнозирования

Подстанция	Время	Р _{мах} , МВт	Р _{ср} , МВт	Р _{мин} , МВт	Р _{эф} , МВт	Q _{мах} , МВт	Q _{ср} , МВт	Q _{мин} , МВт	Q _{эф} , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Лозовая	зима	122,6	102,2	71,5	119,5	49,0	40,9	28,6	47,8
	лето	100,7	86,8	60,8	101,6	40,3	33,6	23,5	39,3
Владивосток	зима	104,7	87,3	61,1	102,1	41,9	34,9	24,4	40,8
	лето	86,0	74,2	51,9	86,8	34,4	28,7	20,1	33,5
Аэропорт	зима	47,6	39,7	27,8	46,4	19,0	15,9	11,1	18,6
	лето	39,1	33,7	23,6	39,4	15,6	13,0	9,1	15,2
НЗМУ	зима	18,6	15,5	10,9	18,1	7,4	6,2	4,3	7,3
	лето	15,3	13,2	9,2	15,4	6,1	5,1	3,6	6,0
Находка	зима	47,5	39,6	27,7	46,3	19,0	15,8	11,1	18,5
	лето	39,0	33,6	23,6	39,4	15,6	13,0	9,1	15,2
Козьино	зима	27,2	22,7	15,9	26,5	10,9	9,1	6,3	10,6
	лето	22,3	19,3	13,5	22,5	8,9	7,4	5,2	8,7
Широкая	зима	37,0	30,8	21,6	36,1	14,8	12,3	8,6	14,4
	лето	30,4	26,2	18,3	30,7	12,2	10,1	7,1	11,8
Береговая-2	зима	53,0	44,2	30,9	51,7	21,2	17,7	12,4	20,7
	лето	43,5	37,5	26,3	43,9	17,4	14,5	10,2	17,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Звезда	зима	18,1	15,1	10,6	17,6	7,2	6,0	4,2	7,1
	лето	14,9	12,8	9,0	15,0	5,9	5,0	3,5	5,8
Перевал	зима	23,7	19,8	13,8	23,1	9,5	7,9	5,5	9,2
	лето	19,5	16,8	11,8	19,6	7,8	6,5	4,5	7,6

3.2 Выбор силовых трансформаторов

Вводимая подстанция 220 кВ Восточный НХК предполагает дальнейшее увеличение электрической нагрузки и развитие электрической сети Приморского края, посредством подключения новых линий электропередачи.

Расчетная мощность автотрансформаторов определяется по выражению:

$$S_{P.тр} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{k_3 \cdot n_T}, \quad (17)$$

где n_T – количество трансформаторов, равное двум;

P_{cp} – средняя активная мощность ПС;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная реактивная мощность, получаемая из сети;

k_3 – коэффициент загрузки автотрансформатора, равный 0,7 при двух трансформаторах [24].

$$S_{P.тр} = \frac{\sqrt{(225,9^2 + 92,4^2)}}{0,7 \cdot 2} = 174,3 \text{ МВА.}$$

Коэффициент загрузки должен быть равен не более 0,6. Коэффициент загрузки определяется:

$$k_3 = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}; \quad (18)$$

$$k_3 = \frac{\sqrt{225,9^2 + 92,4^2}}{250 \cdot 2} = 0,5$$

Коэффициент загрузки автотрансформаторов в послеаварийном режиме не должен превышать 1,2 [31]. Коэффициент загрузки определяется:

$$k_{3_{н/ав}} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{S_{T_{ном}}}; \quad (19)$$

$$k_{3_{н/ав}} = \frac{\sqrt{(225,9^2 + 92,4^2)}}{250} = 1.$$

По расчетной мощности на подстанции ПС 220 кВ Восточный НХК предусматривается установка двух автотрансформаторов мощностью 250 МВА каждый. В таблице 21 сведены параметры автотрансформатора.

Таблица 21 – Параметры автотрансформатора АДЦТН-250000/220/110

Тип	S _{ном} , МВА	Пределы регулирования	U _{ном} , кВ		
			ВН	СН	НН
АДЦТН-250000/220/110	250	±6*2%	230	115	38,5

3.3 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

Для каждого варианта развития электрической сети производился расчет электроэнергетического режима. Также рассматривался расчет режима при ремонтной схеме, за ремонтную схему выступает отключение автотрансформатора на ПС 220 кВ Восточный НХК. Рассматривались по два послеаварийных режима с отключением наиболее загруженных линий электропередачи. Все необходимые расчеты включены в таблицы.

Первый вариант

В первом варианте предлагается подключение ТЭС «АО ВНХК» и ПС 220 кВ Восточная НХК к сетям энергосистемы Приморского края Партизанского

района на напряжение 220 кВ. Для этого необходимо подключить ПС 220 кВ Восточная НХК двухцепной линией к ПС 500 кВ Лозовая, к шинам стороны 220 кВ. АО «ТЭС ВНХК» необходимо подключить к ПС 220 кВ Восточная НХК двухцепной линией.

Также в целях повышения надежности необходимо подключить ТЭС ВНХК к ПС 220 кВ Перевал и ПС 220 кВ Широкая. Подключение позволит повысить надежность и работоспособность сети. Также подключение увеличивает вероятность бесперебойного электроснабжения потребителей ВНХК.

Схема подключения по первому показана на рисунке 11. Граф сети первого варианта представлен на рисунке 12.

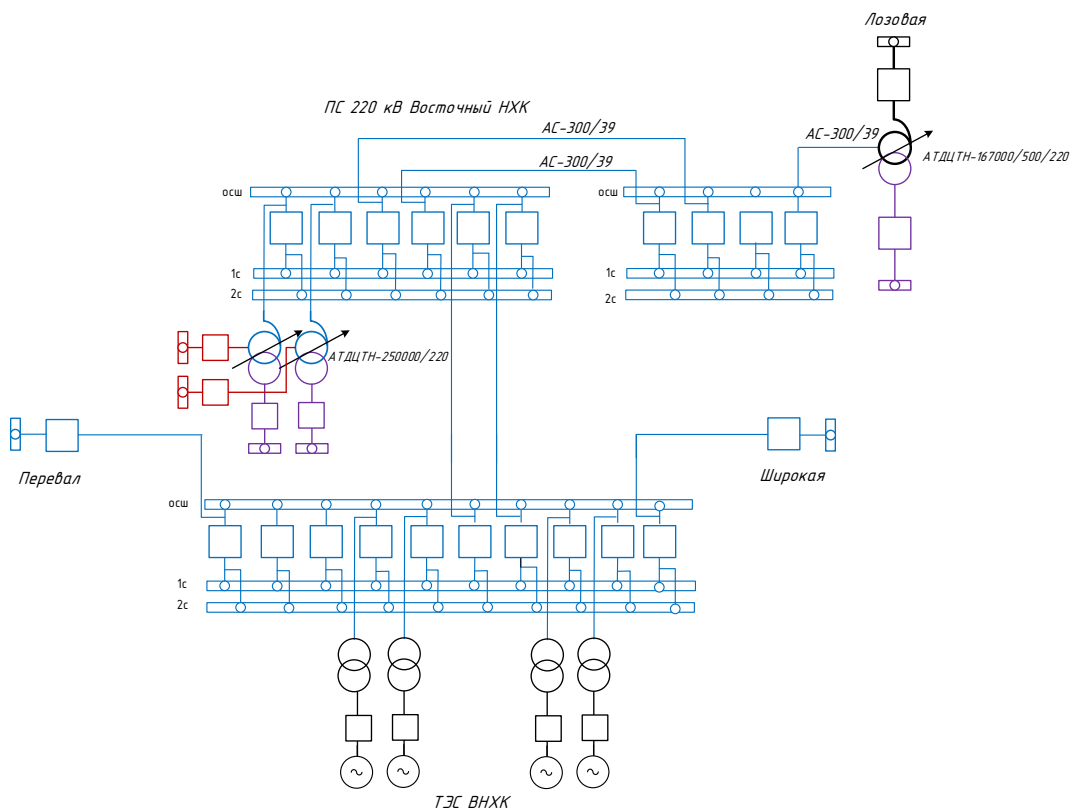


Рисунок 11 – Схема подключения по первому варианту

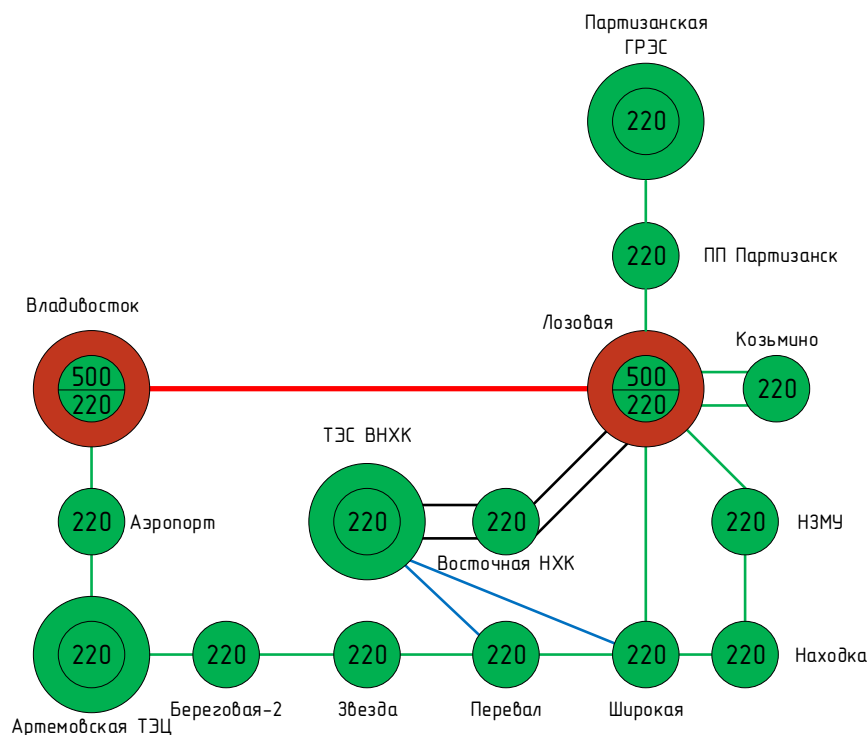


Рисунок 12 – Граф сети первого варианта

Отклонение напряжения первого варианта подключения показано в таблице 22.

Таблица 22 – Отклонение напряжения первого варианта

Название	Уном, кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	501,98	0,40
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	233,96	6,35
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	10	0,00
ТЭС "АО ВНХК" ВН	220	234,07	6,40
ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220	228,62	3,92
ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220	228,62	3,92
ТЭС "АО ВНХК" СН	110	118,96	8,15
ТЭС "АО ВНХК" НН	35	37,95	8,43
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	233,88	6,31
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	230,65	4,84
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	230,65	4,84
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	115,35	4,86
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	38,34	9,54
ПП 220 кВ Партизанск	220	234,89	6,77
Партизанская ГРЭС ВН	220	234,97	6,80

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	233,82	6,28
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	233,82	6,28
Партизанская ГРЭС СН	110	114,58	4,16
Партизанская ГРЭС НН	35	38,91	11,17
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	233,94	6,34
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	232,91	5,87
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	232,91	5,87
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	37,03	5,80
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,67	11,17
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	233,82	6,28
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	233,43	6,10
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	233,43	6,10
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	116,71	6,10
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	116,41	5,83
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	116,41	5,83
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	37,01	5,74
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,13	11,30
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	234,03	6,38
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	240,08	9,13
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	240,08	9,13
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,18	14,80
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,89	14,83
ПС 220 кВ Находка ВН	220	233,71	6,23
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	232,63	5,74
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	232,63	5,74
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	116,35	5,77
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	115,84	5,31
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	115,84	5,31
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,74	10,69
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,08	10,80
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	233,78	6,26
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,33	13,30
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	234,38	6,54
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	234,38	6,54
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	233,07	5,94
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	233,07	5,94
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,57	5,97
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,66	11,00
Артемовская ТЭЦ ВН	220	235,45	7,02
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	237,51	7,96
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	237,51	7,96

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,76	7,96
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,88	5,35
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,88	5,35
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,78	10,80
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,57	0,91
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	503,6	0,72
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,91	6,78
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,06	0,60
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	235,06	6,85
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,71	6,69
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,78	6,72
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,13	11,30
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,08	10,80
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	237,27	7,85
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	237,27	7,85
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,33	13,30
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	234,27	6,49
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	234,27	6,49
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,17	11,70

В таблице 23 представлена токовая загрузка ЛЭП

Таблица 23 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	51,83	53,82
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	144,47	144,42
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	19,73	21,66
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	65,22	60,84
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	27,54	24,46
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	15,57	13,10
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	19,54	19,83
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	19,28	8,06
ПС 220 кВ Перевал ВН - ТЭС "АО ВНХК" ВН	12,82	12,89
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	8,05	7,91
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	37,14	38,16
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	125,33	22,02
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,02	144,87
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	41,26	39,87

Продолжение таблицы 23

1	2	3
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	41,26	39,87
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,86	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,86	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	33,74	33,48
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	224,34	224,59
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	223,61	223,86
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	10,58	10,87

Отклонение напряжения послеаварийного режима сведено в таблицу 24.

Таблица 24 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	U _{ном} , кВ	U, кВ	Δ U, %
	Послеаварийный режим		
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	497,48	-0,50
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	232,08	5,49
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,91	-0,90
ТЭС "АО ВНХК" ВН	220	240,40	9,27
ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220	235,11	6,87
ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220	235,11	6,87
ТЭС "АО ВНХК" СН	110	122,33	11,21
ТЭС "АО ВНХК" НН	35	39,04	11,54
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	228,71	3,96
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	221,33	0,60
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	0,00	-100,00
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	117,36	6,69
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	36,58	4,51
ПП 220 кВ Партизанск	220	233,02	5,92
Партизанская ГРЭС ВН	220	233,09	5,95
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	231,94	5,43
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	231,94	5,43
Партизанская ГРЭС СН	110	113,66	3,33
Партизанская ГРЭС НН	35	38,59	10,26
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	232,06	5,48
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	231,01	5,00
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	231,01	5,00
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,73	4,94
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,62	10,33
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	235,24	6,93

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	234,84	6,75
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	234,84	6,75
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	117,42	6,75
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	117,12	6,47
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	117,12	6,47
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	37,24	6,40
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,19	11,90
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	237,39	7,90
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	243,49	10,68
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	243,49	10,68
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,75	16,43
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,98	16,33
ПС 220 кВ Находка ВН	220	234,30	6,50
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	233,21	6,00
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	233,21	6,00
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	116,65	6,05
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	116,12	5,56
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	116,12	5,56
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,83	10,94
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,11	11,10
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	233,60	6,18
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,32	13,20
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	237,03	7,74
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,31	13,10
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	237,03	7,74
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	235,73	7,15
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	235,73	7,15
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	117,90	7,18
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,74	12,33
Артемовская ТЭЦ ВН	220	237,14	7,79
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	239,22	8,74
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	239,22	8,74
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	119,62	8,75
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	116,72	6,11
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	116,72	6,11
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	39,06	11,60
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	505,72	1,14
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	505,59	1,12
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	235,81	7,19
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,10	1,00
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	236,35	7,43
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	236,00	7,27

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	236,07	7,30
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,19	11,90
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,24	12,40
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,24	12,40
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,15	11,50
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	237,08	7,76
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	237,08	7,76
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,32	13,20
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	236,93	7,70
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	236,93	7,70
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,30	13,00

Максимально загруженной линией электропередачи является ВЛ 220 кВ ТЭС ВНХК – Восточная НХК № 1.

При отключении линии уровни напряжения в узлах не выходят за допустимые пределы.

Оставшаяся в работе ВЛ 220 кВ ТЭС ВНХК – Восточный НХК № 2 не выходит за пределы длительно-допустимого тока, ток на линии равен 461 А.

В таблице 25 сведены результаты токовой загрузки при отключении второй линии во втором послеаварийном режиме.

Таблица 25 – Токовая загрузка ВЛ второго послеаварийного режима

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	109,44	111,29
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	145,83	145,79
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	77,41	79,10
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	11,24	6,84
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	33,52	33,79
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	142,16	140,28
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	109,59	107,70
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	51,55	51,90
ПС 220 кВ Перевал ВН - ТЭС "АО ВНХК" ВН	184,72	184,54
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	116,01	115,95
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	218,36	222,59
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	130,99	6,95
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,98	145,83
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	269,51	273,11

Продолжение таблицы 25

1	2	3
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	269,51	273,11
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,29
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,29
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	99,26	94,40
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	275,78	275,99

Максимально загруженной линией является ВЛ 220 кВ Лозовая – Восточный НХК. Уровни напряжения в узлах не выходят за допустимые пределы. Точковая нагрузка ЛЭП не превышает длительно-допустимый ток.

Второй вариант

Во втором варианте предлагается подключение ТЭС «АО ВНХК» двухцепной линией 220 кВ к ПС 220 кВ Восточная НХК. Также ТЭС «АО ВНХК» подключается линией 220 кВ к ПС Перевал и к ПС Лозовая.

ПС 220 кВ Восточный НХК присоединяется линиями 220 кВ к ПС НЗМУ и ПС Широкая.

Схема подключения по второму показана на рисунке 13. Граф сети второго варианта представлен на рисунке 14.

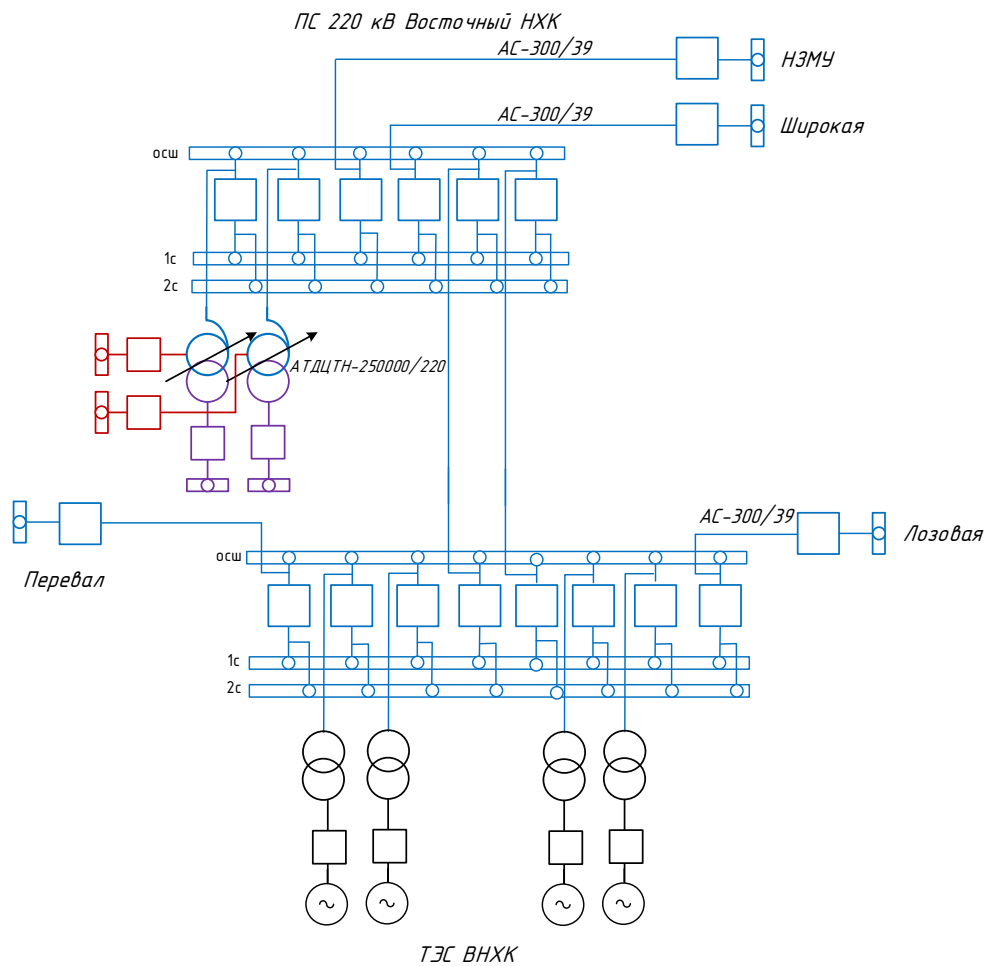


Рисунок 13 – Схема подключения по второму варианту

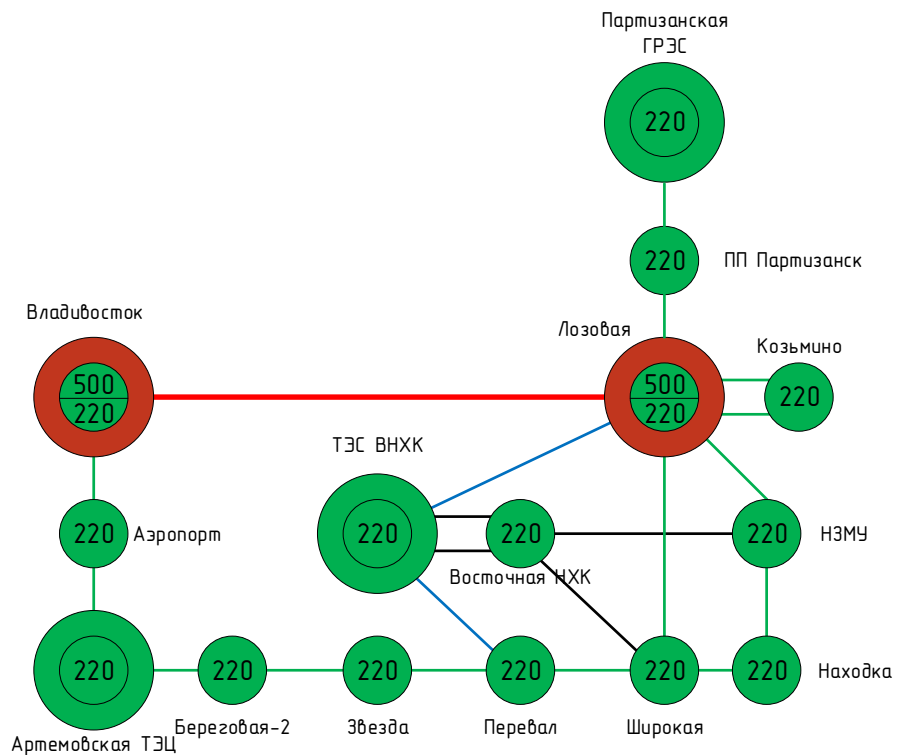


Рисунок 14 – Граф сети второго варианта

Отклонение напряжения второго варианта сведено в таблицу 26.

Таблица 26 – Отклонение напряжения второго варианта

Название	Нормальный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	4
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	490,63	0,00
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	229,19	-1,87
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,77	4,18
ТЭС "АО ВНХК" ВН	220	226,78	-2,30
ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220	220,54	3,08
ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220	220,54	0,25
ТЭС "АО ВНХК" СН	110	114,75	0,25
ТЭС "АО ВНХК" НН	35	36,49	4,32
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	226,52	4,26
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	219,55	2,96
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	219,55	-0,20
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	109,87	-0,20
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	36,32	-0,12
ПП 220 кВ Партизанск	220	230,14	3,77
Партизанская ГРЭС ВН	220	230,22	4,61
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	229,05	4,65
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	229,05	4,11
Партизанская ГРЭС СН	110	112,24	4,11
Партизанская ГРЭС НН	35	38,11	2,04
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	229,17	8,89
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	228,11	4,17
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	228,11	3,69
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,27	3,69
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,54	3,63
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	227,38	9,00
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	226,97	3,35
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	226,97	3,17
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	113,49	3,17
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	113,17	3,17
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	113,17	2,88
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	35,98	2,88
ПС 220 кВ Широкая НН	10	10,82	2,80
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	227,89	8,20
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	233,71	3,59
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	233,71	6,23
ПС 220 кВ Перевал СН	35	39,11	6,23
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,7	11,74
ПС 220 кВ Находка ВН	220	227,2	11,67

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	226,09	3,27
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	226,09	2,77
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	113,08	2,77
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	112,56	2,80
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	112,56	2,33
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	37,64	2,33
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,76	7,54
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	227,2	7,60
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,01	3,27
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	229,44	10,10
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	10,95	4,29
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	229,47	9,50
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	228,13	4,30
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	228,13	3,70
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	114,1	3,70
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,52	3,73
Артемовская ТЭЦ ВН	220	232,21	8,67
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	234,19	5,55
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	234,19	6,45
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	117,11	6,45
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	114,24	6,46
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	114,24	3,85
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,23	3,85
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	502,47	9,23
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	499,44	0,49
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	233,06	-0,11
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	9,97	5,94
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	232,51	-0,30
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	232,16	5,69
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	232,22	5,53
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,01	5,55
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,06	10,10
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,05	10,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	10,96	10,50
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	230,59	9,60
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	230,59	4,81
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,01	4,81
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	229,33	10,10
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	229,33	4,24
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	10,93	4,24

Токовая нагрузка линий электропередачи сведена в таблицу 27.

Таблица 27 – Токовая нагрузка ЛЭП второго варианта

Название	Инач	Икон
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	24,49	18,09
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	147,50	147,45
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	50,02	46,08
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	133,34	126,97
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	109,55	109,52
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	88,21	88,18
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	94,99	91,92
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	25,86	23,63
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	11,55	10,49
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	81,58	74,57
ПС 220 кВ Перевал ВН - ТЭС "АО ВНХК" ВН	41,65	42,02
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	18,34	18,23
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	128,59	124,49
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	115,49	53,66
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	149,00	147,87
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,77	7,37
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,77	7,37
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	127,52	132,07
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	280,50	280,79
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	279,60	279,88
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	169,74	169,70

Отклонение напряжения послеаварийного режима сведено в таблицу 28.

Таблица 28 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	Послеаварийный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	498,09	-0,38
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	232,35	5,61
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,92	-0,80
ТЭС "АО ВНХК" ВН	220	236,02	7,28
ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220	230,79	4,90
ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220	230,79	4,90
ТЭС "АО ВНХК" СН	110	120,09	9,17
ТЭС "АО ВНХК" НН	35	38,36	9,60
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	227,65	3,48
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	220,22	0,10
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	0,00	-100,00

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	114,56	4,15
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	36,39	3,97
ПП 220 кВ Партизанск	220	233,28	6,04
Партизанская ГРЭС ВН	220	233,36	6,07
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	232,21	5,55
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	232,21	5,55
Партизанская ГРЭС СН	110	113,79	3,45
Партизанская ГРЭС НН	35	38,64	10,40
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	232,33	5,60
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	231,29	5,13
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	231,29	5,13
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,77	5,06
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,63	10,50
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	229,77	4,44
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	229,36	4,25
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	229,36	4,25
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	114,68	4,25
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	114,37	3,97
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	114,37	3,97
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,37	3,91
ПС 220 кВ Широкая НН	10	10,93	9,30
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	232,98	5,90
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	238,92	8,60
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	238,92	8,60
ПС 220 кВ Перевал СН	35	39,99	14,26
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,85	14,17
ПС 220 кВ Находка ВН	220	229,29	4,22
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	228,18	3,72
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	228,18	3,72
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	114,13	3,75
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	113,59	3,26
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	113,59	3,26
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	37,98	8,51
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,86	8,60
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	229,01	4,10
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,10	11,00
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	233,52	6,15
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,14	11,40
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	233,53	6,15
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	232,21	5,55
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	232,21	5,55
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,14	5,58

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,64	10,67
Артемовская ТЭЦ ВН	220	234,87	6,76
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	236,90	7,68
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	236,90	7,68
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,46	7,69
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,57	5,06
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,57	5,06
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,68	10,51
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,23	0,85
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	502,76	0,55
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,54	6,61
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,04	0,40
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,59	6,63
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,23	6,47
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,30	6,50
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,11	11,10
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,15	11,50
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,06	10,60
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	232,43	5,65
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	232,43	5,65
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,10	11,00
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	233,41	6,10
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	233,413	6,10
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,1287	11,29

Максимально загруженной линией является ВЛ 220 кВ ТЭС ВНХК – Восточный НХК. Ток на линии составляет 280 А. При отключении данной линии, ток на второй отходящей линии равен 512 А, что не выходит за допустимые пределы. Токовая нагрузка второго варианта при отключении двух ВЛ показана в таблице 29.

Таблица 29 – Токовая нагрузка второго послеаварийного режима

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	55,29	56,06
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	145,66	145,62
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	24,93	24,16
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	65,47	58,72

1	2	3
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	272,31	272,29
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	276,68	276,66
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	30,77	26,00
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	72,35	70,47
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	39,37	37,16
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	27,64	15,56
ПС 220 кВ Перевал ВН - ТЭС "АО ВНХК" ВН	189,28	189,11
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	176,26	176,21
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	204,94	201,61
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	120,70	22,55
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,81	145,66
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,28
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,28
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	245,15	248,80
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	281,44	281,48

Отклонение напряжения в узлах сведено в таблицу 30.

Таблица 30 – Отклонение напряжения второго послеаварийного режима

Название	Uном	U	$\Delta U, \%$
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	498,09	-0,38
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,92	-0,80
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,10	10,50
ПС 220 кВ Широкая НН	10	9,93	9,30
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	9,9	-1

На основании расчета второго послеаварийного режима при отключении двух ВЛ 220 кВ и вывода трансформатора 250 МВА в ремонт, наблюдается снижение уровня напряжений. При дальнейшем увеличении электрической нагрузки или при подключении новых потребителей, напряжение в узлах начнет уменьшаться.

Третий вариант

В третьем варианте предлагается подключение ТЭС «АО ВНХК» двухцепной линией 220 кВ к ПС Лозовая и подключение одноцепной линией 220 кВ к ПС Широкая.

ПС 220 кВ Восточный НХК присоединяется двухцепной линией к ТЭС «АО ВНХК» и одноцепной линией к ПС НЗМУ.

Схема подключения по третьему показана на рисунке 15. Граф сети третьего варианта представлен на рисунке 16.

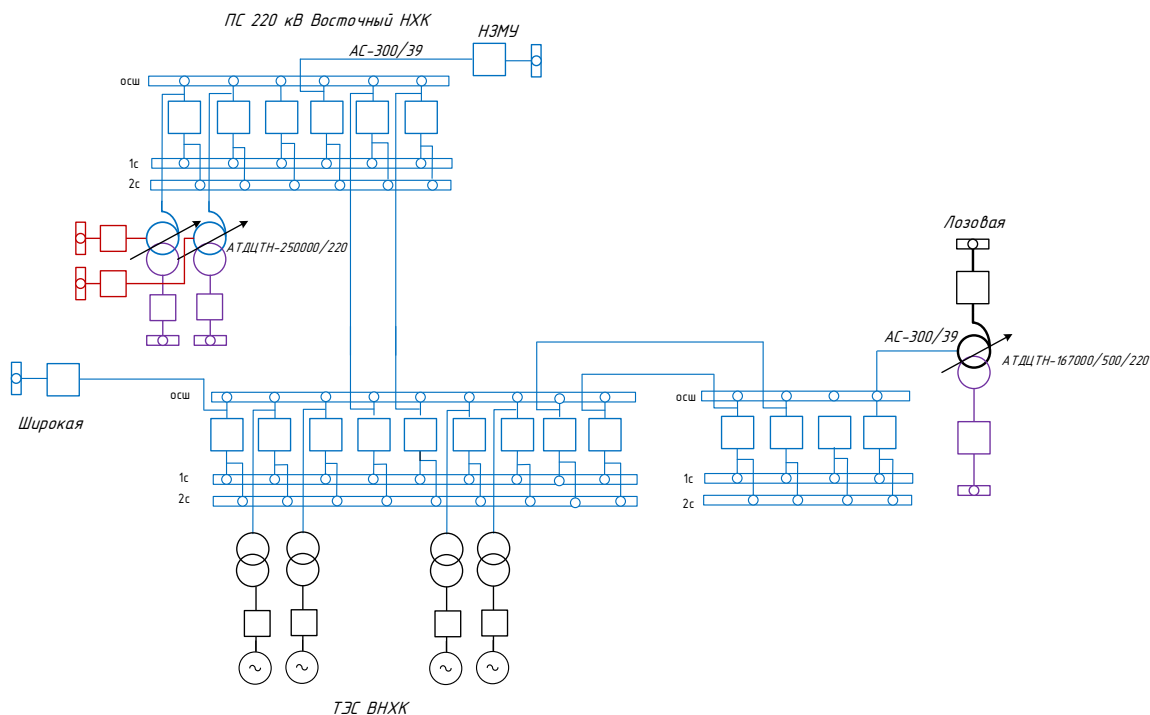


Рисунок 15 – Схема подключения по третьему варианту

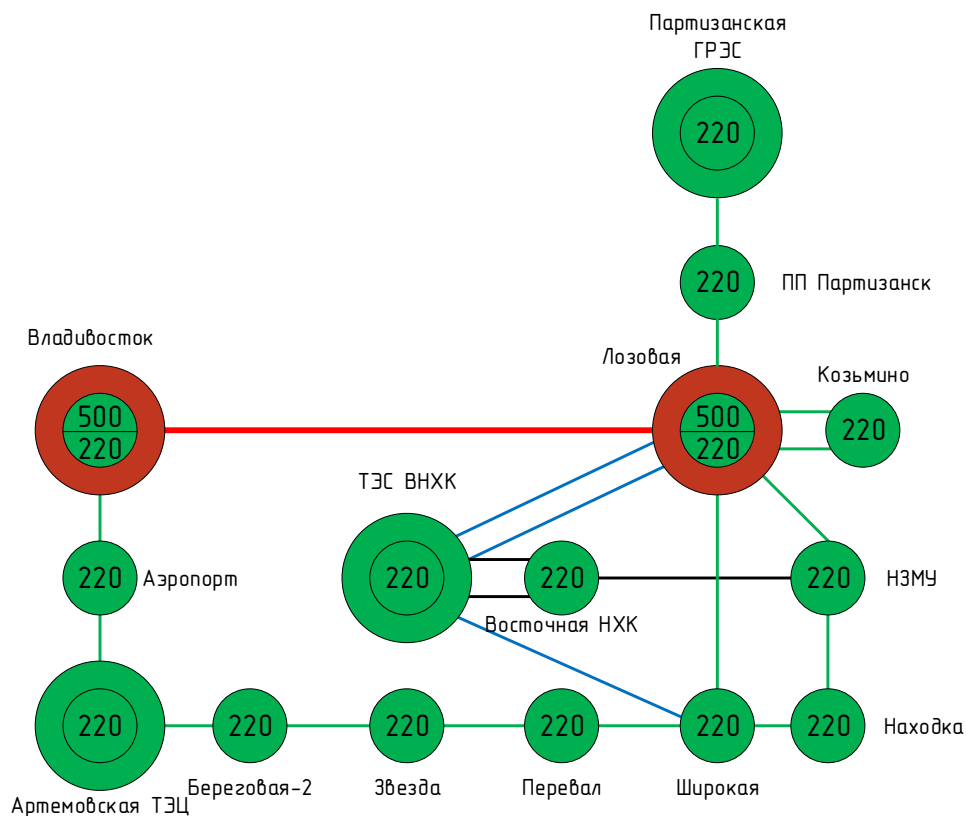


Рисунок 16 – Граф сети третьего варианта

Отклонение напряжения сведено в таблицу 31.

Таблица 31 – Отклонение напряжения третьего варианта

Название	Нормальный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	0
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	500,9	0,18
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	233,52	6,15
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,98	-0,20
ТЭС "АО ВХК" ВН	220	233,41	6,10
ТЭС "АО ВХК" НТР 1	220	227,95	3,61
ТЭС "АО ВХК" НТР 2	220	227,95	3,61
ТЭС "АО ВХК" СН	110	118,61	7,83
ТЭС "АО ВХК" НН	35	37,83	8,09
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	233,21	6,00
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	229,97	4,53
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	229,97	4,53
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	115,01	4,55
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	38,23	9,23
ПП 220 кВ Партизанск	220	234,45	6,57
Партизанская ГРЭС ВН	220	234,53	6,60
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	233,38	6,08
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	233,38	6,08
Партизанская ГРЭС СН	110	114,36	3,96
Партизанская ГРЭС НН	35	38,84	10,97
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	233,5	6,14
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	232,46	5,66
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	232,46	5,66
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,96	5,60
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,66	11,00
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	233,31	6,05
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	232,91	5,87
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	232,91	5,87
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	116,46	5,87
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	116,15	5,59
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	116,15	5,59
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,93	5,51
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,1	11,00
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	233,57	6,17
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	239,6	8,91
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	239,6	8,91
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,1	14,57

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,87	14,50
ПС 220 кВ Находка ВН	220	233,19	6,00
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	232,11	5,50
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	232,11	5,50
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	116,09	5,54
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	115,58	5,07
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	115,58	5,07
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,65	10,43
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,05	10,50
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	233,25	6,02
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,3	13,00
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	234,01	6,37
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	234,02	6,37
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	232,7	5,77
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	232,7	5,77
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,38	5,80
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,65	10,83
Артемовская ТЭЦ ВН	220	235,21	6,91
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	237,26	7,85
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	237,26	7,85
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,64	7,85
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,76	5,24
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,76	5,24
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,74	10,69
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,41	0,88
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	503,29	0,66
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,77	6,71
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,05	0,50
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,87	6,76
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,52	6,60
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,59	6,63
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,12	11,20
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,07	10,70
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	236,73	7,60
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	236,73	7,60
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,31	13,10
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	233,9	6,32
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	233,9	6,32
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,15	11,50

Токовая нагрузка ЛЭП сведена в таблицу 32.

Таблица 32 – Токовая нагрузка линий третьего варианта

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	47,75	49,52
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	144,76	144,71
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	15,90	17,22
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	69,71	64,96
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	6,49	6,47
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	32,10	28,92
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	15,53	12,82
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	20,10	20,25
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	22,91	12,39
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	16,76	16,66
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	44,51	45,08
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	124,26	24,12
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,29	145,14
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,27
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,27
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	39,99	40,24
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	260,10	260,31
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	260,10	260,31
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	10,97	10,99
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	31,47	31,48
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	31,47	31,48

В таблице 33 сведено отклонение напряжения послеаварийного режима

Таблица 33 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	Послеаварийный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	497,25	-0,55
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	232,00	5,45
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,90	-1,00
ТЭС "АО ВНХК" ВН	220	233,81	6,28
ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220	228,35	3,80
ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220	228,35	3,80
ТЭС "АО ВНХК" СН	110	118,82	8,02
ТЭС "АО ВНХК" НН	35	37,90	8,29
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	222,78	1,26

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	215,12	-2,22
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	0,00	-100,00
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	107,61	-2,17
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	35,53	1,51
ПП 220 кВ Партизанск	220	232,94	5,88
Партизанская ГРЭС ВН	220	233,02	5,92
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	231,86	5,39
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	231,86	5,39
Партизанская ГРЭС СН	110	113,62	3,29
Партизанская ГРЭС НН	35	38,58	10,23
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	231,98	5,45
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	230,94	4,97
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	230,94	4,97
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,72	4,91
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,62	10,33
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	230,66	4,85
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	230,26	4,66
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	230,26	4,66
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	115,13	4,66
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	114,82	4,38
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	114,82	4,38
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,51	4,31
ПС 220 кВ Широкая НН	10	10,97	9,70
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	231,41	5,19
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	237,30	7,86
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	237,30	7,86
ПС 220 кВ Перевал СН	35	39,71	13,46
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,81	13,50
ПС 220 кВ Находка ВН	220	228,74	3,97
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	227,63	3,47
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	227,63	3,47
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	113,85	3,50
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	113,32	3,02
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	113,32	3,02
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	37,89	8,26
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,84	8,40
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	227,13	3,24
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,01	10,10
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	232,27	5,58
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,08	10,80
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	232,28	5,58
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	230,96	4,98

1	2	3	4
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	230,96	4,98
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	115,51	5,01
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,60	10,00
Артемовская ТЭЦ ВН	220	234,05	6,39
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	236,07	7,30
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	236,07	7,30
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,05	7,32
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,16	4,69
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,16	4,69
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,54	10,11
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	503,69	0,74
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	501,75	0,35
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,09	6,40
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,02	0,20
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	233,95	6,34
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	233,60	6,18
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	233,66	6,21
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,08	10,80
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,13	11,30
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,12	11,20
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,03	10,30
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	230,52	4,78
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	230,52	4,78
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,01	10,10
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	232,16	5,53
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	232,16	5,53
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,07	10,70

На основании расчета, ток на ВЛ 20 кВ ТЭС ВНХК – Восточный НХК составляет 260 А. При отключении одной из линий ток возрастает до 517 А. В таблице 34 показана токовая загрузка линий во втором послеаварийном режиме.

Таблица 34 – Токовая загрузка второго послеаварийного режима

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	36,18	35,85
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	145,88	145,84
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	15,00	9,12
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	86,64	80,10
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	561,99	561,96

1	2	3
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	49,95	46,15
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	268,70	266,58
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	235,47	233,44
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	40,36	30,44
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	25,24	25,09
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	113,79	110,84
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	118,37	32,21
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	147,02	145,88
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,29
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,29
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	338,17	342,23
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	178,43	178,62
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	146,64	146,68
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	146,64	146,68

Во втором послеаварийном режиме напряжение на ПС снижается. Результаты расчета сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Отклонение напряжения второго послеаварийного режима

Название	Uном	U	$\Delta U, \%$
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,90	-1
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	215,12	-2,22
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	107,61	-2,17

Четвертый вариант

В четвертом варианте развития предполагается подключение ТЭС «АО ВНХК» одноцепными линиями 220 кВ к ПС Лозовая, Перевал, Звезда, Восточный НХК.

ПС 220 кВ Восточный НХК присоединяется одноцепными линиями 220 кВ к ПС Широкая, НЗМУ, Лозовая.

Схема подключения по четвертому показана на рисунке 17. Граф сети четвертого варианта представлен на рисунке 18.

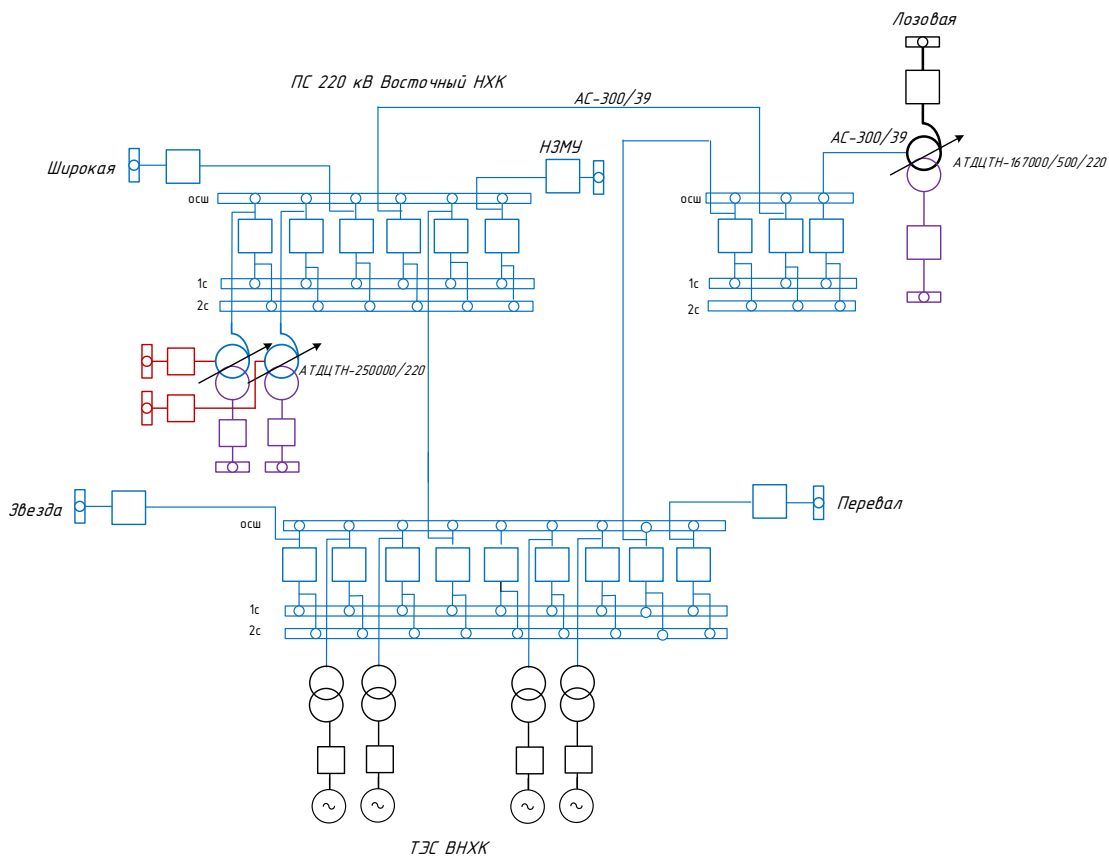


Рисунок 17 – Схема подключения по четвертому варианту

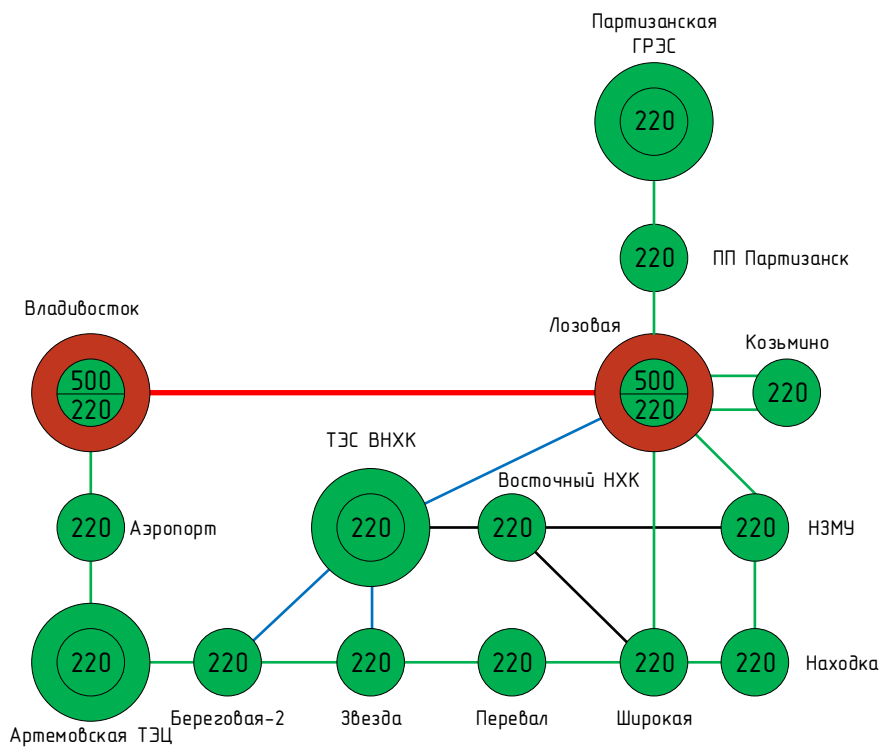


Рисунок 18 – Граф сети четвертого варианта

Отклонение напряжения сведено в таблицу 36.

Таблица 36 – Отклонение напряжения четвертого варианта

Название	Нормальный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	501,53	0,31
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	233,77	6,26
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,98	-0,20
ТЭС "АО ВХК" ВН	220	233,91	6,32
ТЭС "АО ВХК" НТР 1	220	228,51	3,87
ТЭС "АО ВХК" НТР 2	220	228,51	3,87
ТЭС "АО ВХК" СН	110	118,9	8,09
ТЭС "АО ВХК" НН	35	37,94	8,40
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	233,53	6,15
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	230,3	4,68
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	230,3	4,68
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	115,17	4,70
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	38,28	9,37
ПП 220 кВ Партизанск	220	234,71	6,69
Партизанская ГРЭС ВН	220	234,78	6,72
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	233,63	6,20
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	233,63	6,20
Партизанская ГРЭС СН	110	114,48	4,07
Партизанская ГРЭС НН	35	38,88	11,09
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	233,76	6,25
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	232,72	5,78
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	232,72	5,78
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	37	5,71
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,66	11,00
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	233,54	6,15
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	233,14	5,97
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	233,14	5,97
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	116,57	5,97
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	116,26	5,69
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	116,26	5,69
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,96	5,60
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,11	11,10
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	233,81	6,28
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	239,85	9,02
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	239,85	9,02
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,14	14,69
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,87	14,50
ПС 220 кВ Находка ВН	220	233,45	6,11

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	232,37	5,62
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	232,37	5,62
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	116,22	5,65
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	115,71	5,19
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	115,71	5,19
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,69	10,54
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,06	10,60
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	233,54	6,15
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,31	13,10
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	234,08	6,40
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	234,09	6,40
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	232,78	5,81
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	232,78	5,81
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,42	5,84
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,65	10,83
Артемовская ТЭЦ ВН	220	235,25	6,93
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	237,3	7,86
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	237,3	7,86
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,66	7,87
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,77	5,25
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,77	5,25
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,74	10,69
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,45	0,89
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	503,32	0,66
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,78	6,72
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,05	0,50
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,9	6,77
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,55	6,61
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,61	6,64
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,12	11,20
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,07	10,70
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	237,02	7,74
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	237,02	7,74
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,31	13,10
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	233,98	6,35
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	233,98	6,35
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,15	11,50

Токовая загрузка ЛЭП сведена в таблицу 37.

Таблица 37 – Токовая загрузка ЛЭП

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	53,06	54,61
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	144,58	144,54
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	21,37	22,27
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	64,87	59,63
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	10,51	10,52
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	28,1	24,29
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	17,43	16,19
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	16,01	17,18
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	16,74	7,82
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	9,99	9,88
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	41,01	41,1
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	123,73	21,95
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,12	144,97
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	50,97	50,84
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,25
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,856	7,25
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	40,25	40,19
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	466,6	466,84
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	7,96	7,84
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	19,57	19,58
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	23,99	24,03

Ток на ВЛ 220 кВ ТЭС ВНХК – Восточный НХК составляет 467 А. При отключении данной линии уровни напряжений в узлах не выходят за допустимые пределы. Ток на ВЛ 220 кВ Лозовая – Восточный НХК достигает 302 А. При отключении данной линии, ток на ВЛ 220 кВ Восточный НХК – НЗМУ вырастает до 563 А. Отклонение напряжения сведено в таблицу 38. Токовая загрузка линии сведена в таблицу 39.

Таблица 38 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	Послеаварийный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	496,45	-0,71

1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	231,66	5,30
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,89	-1,10
ТЭС "АО ВХК" ВН	220	234,96	6,80
ТЭС "АО ВХК" НТР 1	220	229,58	4,35
ТЭС "АО ВХК" НТР 2	220	229,58	4,35
ТЭС "АО ВХК" СН	110	119,46	8,60
ТЭС "АО ВХК" НН	35	38,12	8,91
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	222,34	1,06
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	214,65	-2,43
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	0,00	-100,00
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	107,38	-2,38
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	35,45	1,29
ПП 220 кВ Партизанск	220	232,60	5,73
Партизанская ГРЭС ВН	220	232,68	5,76
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	231,52	5,24
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	231,52	5,24
Партизанская ГРЭС СН	110	113,45	3,14
Партизанская ГРЭС НН	35	38,52	10,06
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	231,64	5,29
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	230,59	4,81
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	230,59	4,81
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,66	4,74
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,61	10,17
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	230,18	4,63
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	229,78	4,45
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	229,78	4,45
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	114,89	4,45
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	114,58	4,16
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	114,58	4,16
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,43	4,09
ПС 220 кВ Широкая НН	10	10,95	9,50
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	233,54	6,15
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	239,51	8,87
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	239,51	8,87
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,08	14,51
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,87	14,50
ПС 220 кВ Находка ВН	220	228,28	3,76
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	227,17	3,26
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	227,17	3,26
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	113,62	3,29
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	113,09	2,81
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	113,09	2,81

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	37,81	8,03
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,82	8,20
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	226,71	3,05
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	10,99	9,90
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	234,36	6,53
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	234,37	6,53
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	233,06	5,94
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	233,06	5,94
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,56	5,96
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,66	11,00
Артемовская ТЭЦ ВН	220	235,40	7,00
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	237,44	7,93
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	237,44	7,93
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,73	7,94
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,84	5,31
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,84	5,31
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,77	10,77
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,61	0,92
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	503,36	0,67
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,82	6,74
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,05	0,50
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,99	6,81
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,63	6,65
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,70	6,68
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,13	11,30
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,08	10,80
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	230,08	4,58
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	230,08	4,58
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	10,99	9,90
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	234,26	6,48
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	234,26	6,48
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,17	11,70

Таблица 39 – Токовая нагрузка ЛЭП второго послеаварийного режима

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	79,44	80,27
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	146,10	146,06

1	2	3
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	48,30	48,33
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	44,17	34,87
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	563,19	563,17
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	22,60	16,66
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	269,08	267,02
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	235,71	233,74
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	44,64	37,34
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	186,88	186,83
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	114,03	110,44
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	121,32	13,96
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	147,24	146,10
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,80	7,30
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,80	7,30
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	338,93	343,09
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	56,77	56,79
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	168,02	168,04
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	247,23	247,27

Во втором послеаварийном режиме отклонение напряжения в узлах представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Отклонение напряжения в узлах второго послеаварийного режима

Название	Уном	U	$\Delta U, \%$
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,89	-1,1
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	107,38	-2,38

Пятый вариант

В пятом варианте развития предполагается подключение ПС 220 кВ Восточный НХК двухцепной линией к ТЭС «АО ВНХК», а также одноцепной линией к ПС НЗМУ.

ТЭС «АО ВНХК» подключается двухцепной линией к ПС Лозовая и одноцепными линиями к ПС Звезда, Перевал.

Схема подключения по пятому варианту показана на рисунке 19. Граф сети пятого варианта представлена на рисунке 20.

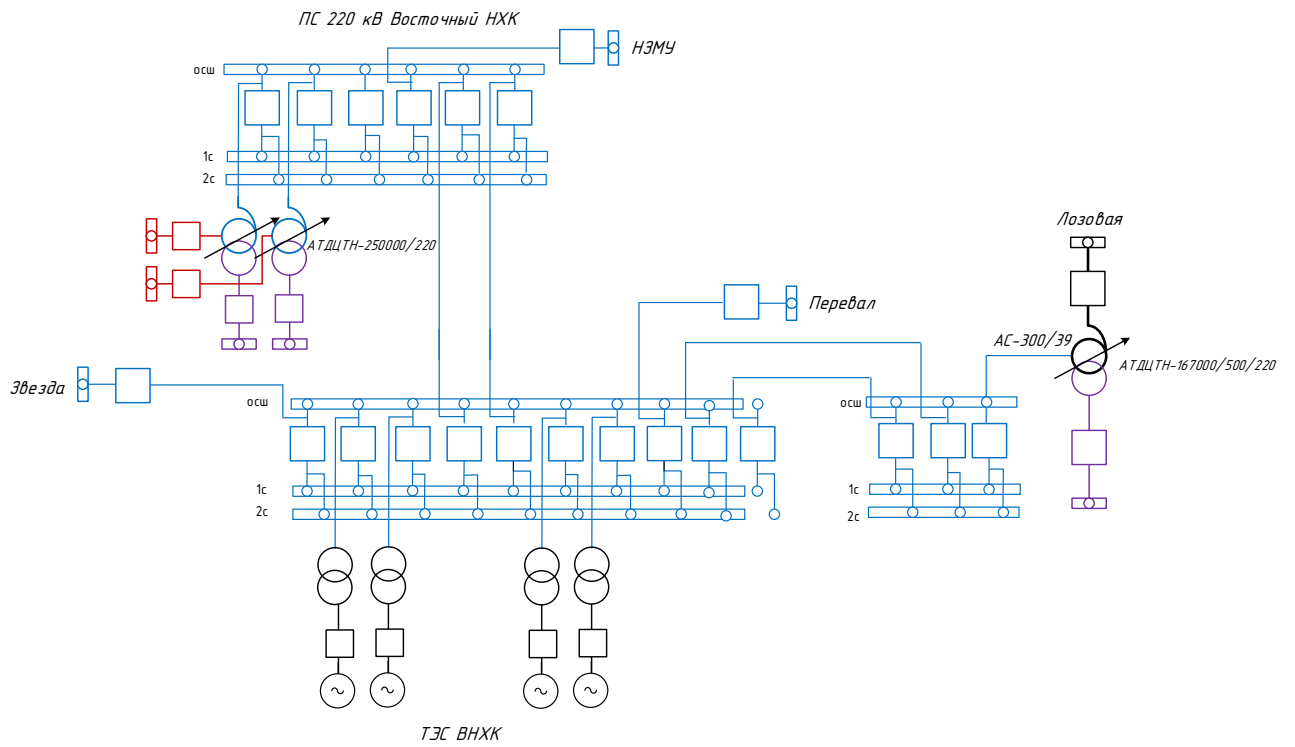


Рисунок 19 – Схема подключения по пятому варианту

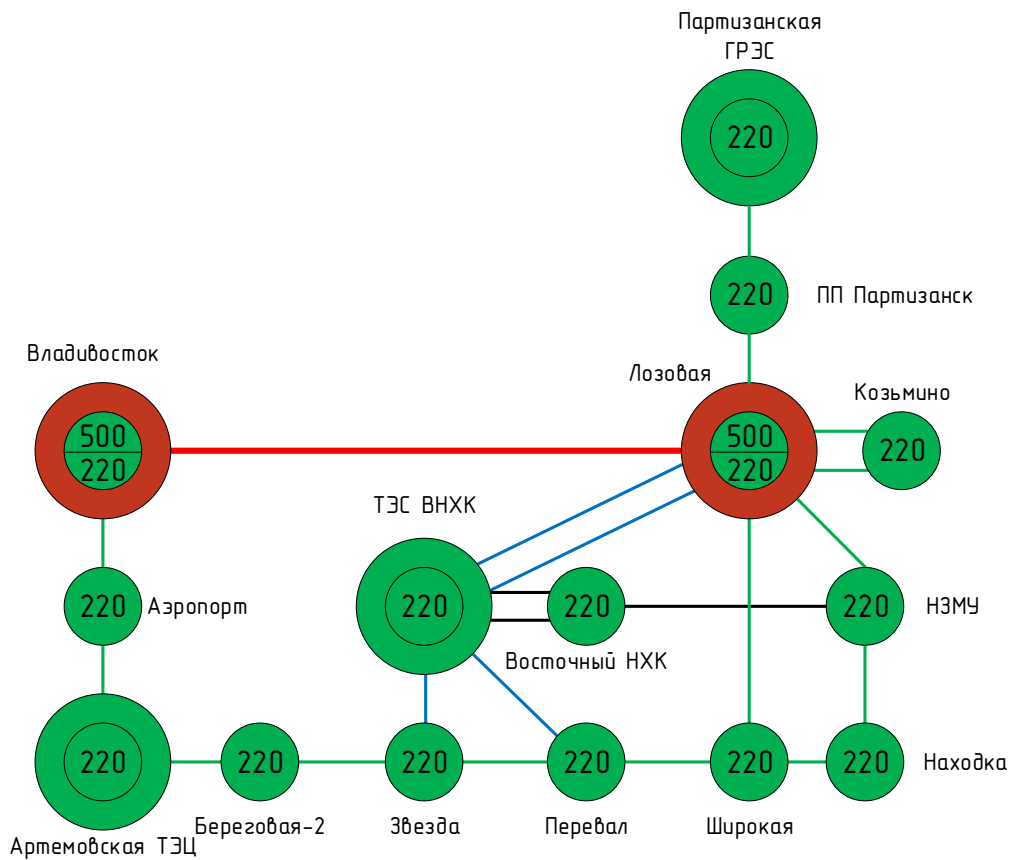


Рисунок 20 – Граф сети пятого варианта

Отклонение напряжения пятого варианта сведено в таблицу 41.

Таблица 41 – Отклонение напряжения пятого варианта

Название	Нормальный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	501,14	0,23
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	233,62	6,19
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,98	-0,20
ТЭС "АО ВХК" ВН	220	233,57	6,17
ТЭС "АО ВХК" НТР 1	220	228,16	3,71
ТЭС "АО ВХК" НТР 2	220	228,16	3,71
ТЭС "АО ВХК" СН	110	118,72	7,93
ТЭС "АО ВХК" НН	35	37,88	8,23
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	233,37	6,08
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	230,14	4,61
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	230,14	4,61
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	115,09	4,63
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	38,26	9,31
ПП 220 кВ Партизанск	220	234,55	6,61
Партизанская ГРЭС ВН	220	234,63	6,65
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	233,48	6,13
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	233,48	6,13
Партизанская ГРЭС СН	110	114,41	4,01
Партизанская ГРЭС НН	35	38,85	11,00
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	233,60	6,18
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	232,56	5,71
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	232,56	5,71
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,97	5,63
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,66	11,00
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	233,35	6,07
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	232,95	5,89
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	232,95	5,89
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	116,47	5,88
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	116,17	5,61
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	116,17	5,61
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,94	5,54
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,10	11,00
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	233,52	6,15
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	239,55	8,89
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	239,55	8,89
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,09	14,54
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,87	14,50
ПС 220 кВ Находка ВН	220	233,27	6,03

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	232,19	5,54
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	232,19	5,54
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	116,13	5,57
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	115,62	5,11
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	115,62	5,11
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,66	10,46
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,06	10,60
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	233,37	6,08
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,31	13,10
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	233,81	6,28
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	233,82	6,28
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	232,50	5,68
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	232,50	5,68
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,28	5,71
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,65	10,83
Артемовская ТЭЦ ВН	220	235,07	6,85
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	237,12	7,78
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	237,12	7,78
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,57	7,79
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,69	5,17
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,69	5,17
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,71	10,60
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,34	0,87
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	503,08	0,62
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,68	6,67
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,05	0,50
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,76	6,71
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,41	6,55
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,47	6,58
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,12	11,20
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,07	10,70
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	236,85	7,66
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	236,85	7,66
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,31	13,10
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	233,70	6,23
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	233,70	6,23
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,14	11,40

Токовая нагрузка ЛЭП сведена в таблицу 42.

Таблица 42 – Токовая нагрузка ЛЭП

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	50,90	52,22
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	144,69	144,65
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	19,66	19,90
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	67,63	62,03
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	8,72	8,73
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	31,02	27,12
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	15,10	13,94
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	18,33	19,55
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	17,12	7,78
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	5,96	5,82
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	43,72	43,52
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	122,78	23,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,23	145,08
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	40,59	40,66
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	259,48	259,70
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	259,48	259,70
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	8,76	8,63
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	15,10	15,10
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	33,96	33,98
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	33,96	33,98

На основании расчета нормального режима, максимальный ток протекает на ВЛ 220 кВ ТЭС ВНХК – Восточная НХК и составляет 260 А. При отключении данной линии, ток на оставшейся в работе линии составляет 517 А. Отклонение напряжения сведено в таблицу 43. Токовая нагрузка второго послеаварийного режима сведена в таблицу 44.

Таблица 43 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	Послеаварийный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	496,92	-0,62
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	231,86	5,39

1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,90	-1,00
ТЭС "АО ВХК" ВН	220	233,87	6,30
ТЭС "АО ВХК" НТР 1	220	228,45	3,84
ТЭС "АО ВХК" НТР 2	220	228,45	3,84
ТЭС "АО ВХК" СН	110	118,87	8,06
ТЭС "АО ВХК" НН	35	37,93	8,37
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	222,37	1,08
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	214,68	-2,42
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220		
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	107,39	-2,37
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	35,46	1,31
ПП 220 кВ Партизанск	220	232,80	5,82
Партизанская ГРЭС ВН	220	232,87	5,85
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	231,72	5,33
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	231,72	5,33
Партизанская ГРЭС СН	110	113,55	3,23
Партизанская ГРЭС НН	35	38,56	10,17
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	231,84	5,38
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	230,79	4,90
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	230,79	4,90
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,69	4,83
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,61	10,17
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	230,05	4,57
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	229,64	4,38
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	229,64	4,38
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	114,82	4,38
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	114,51	4,10
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	114,51	4,10
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,41	4,03
ПС 220 кВ Широкая НН	10	10,94	9,40
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	232,77	5,80
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	238,71	8,50
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	238,71	8,50
ПС 220 кВ Перевал СН	35	39,95	14,14
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,85	14,17
ПС 220 кВ Находка ВН	220	228,23	3,74
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	227,12	3,24
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	227,12	3,24
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	113,60	3,27
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	113,06	2,78
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	113,06	2,78
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	37,81	8,03

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,81	8,10
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	226,73	3,06
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	10,99	9,90
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	233,56	6,16
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,15	11,50
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	233,57	6,17
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	232,25	5,57
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	232,25	5,57
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,16	5,60
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,64	10,67
Артемовская ТЭЦ ВН	220	234,87	6,76
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	236,91	7,69
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	236,91	7,69
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,46	7,69
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,58	5,07
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,58	5,07
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,68	10,51
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,27	0,85
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	502,71	0,54
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,53	6,60
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,04	0,40
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,58	6,63
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,23	6,47
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,29	6,50
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,11	11,10
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,15	11,50
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,06	10,60
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	230,11	4,60
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	230,11	4,60
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	10,99	9,90
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	233,45	6,11
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	233,45	6,11
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,13	11,30

Таблица 44 – Токовая нагрузка второго послеаварийного режима

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	67,09	67,53
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	145,97	145,93
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	36,95	36,07

1	2	3
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	56,95	48,36
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	563,12	563,10
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	27,68	21,66
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	257,00	254,94
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	223,63	221,66
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	42,43	35,00
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	150,76	150,70
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	138,09	134,45
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	119,16	19,22
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	147,11	145,97
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,30
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,81	7,30
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	350,95	355,11
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	42,01	42,01
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	134,49	134,51
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	149,33	149,37
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	149,33	149,37

Отклонение напряжения в узлах сведено в таблицу 45.

Таблица 45 – Отклонение напряжения

Название	Уном	U	$\Delta U, \%$
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,90	-1
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	214,68	-2,42
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	107,39	-2,37

Шестой вариант

В шестом варианте ПС 220 кВ Восточный НХК подключается одноцепными линиями 220 кВ к ПС Лозовая, Широкая, ТЭС «АО ВНХК».

ТЭС «АО ВНХК» подключается одноцепными линиями 220 кВ к ПС Перевал, НЗМУ, Звезда.

Схема подключения по шестому варианту показана на рисунке 21. Граф сети шестого варианта представлен на рисунке 22.

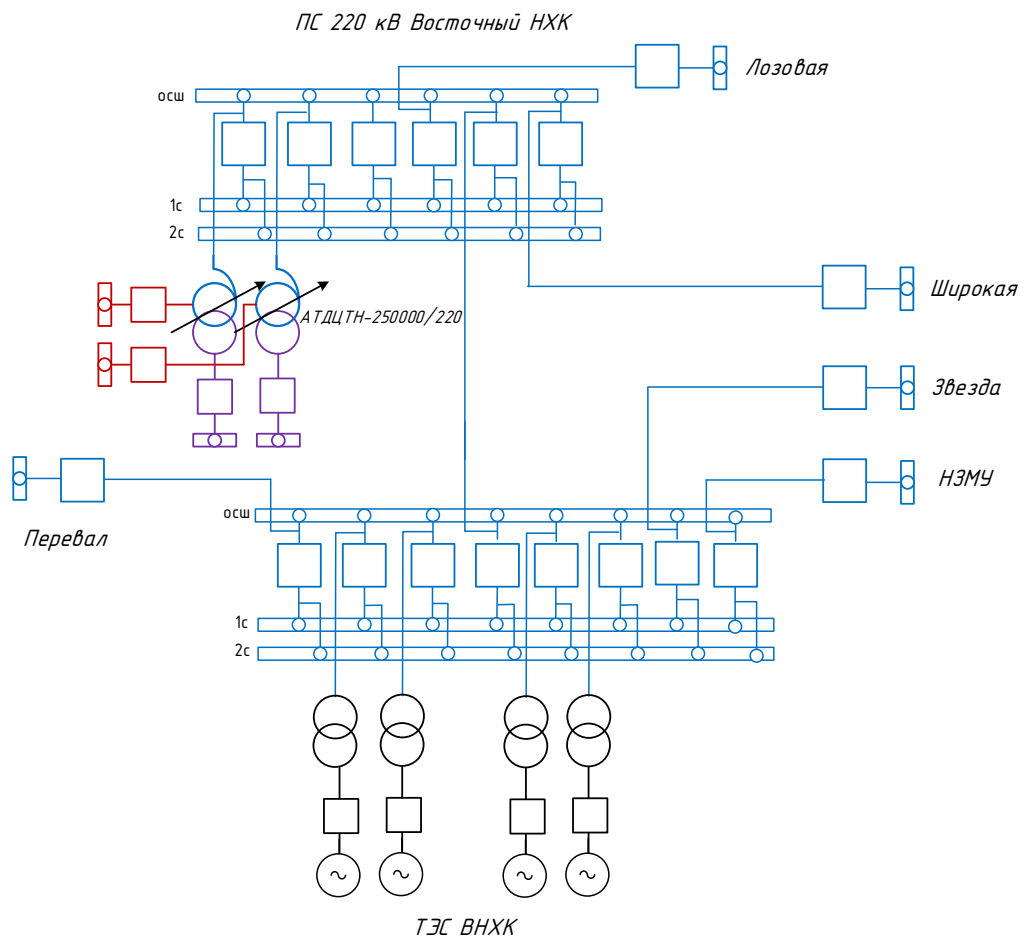


Рисунок 21 – Схема подключения по шестому варианту

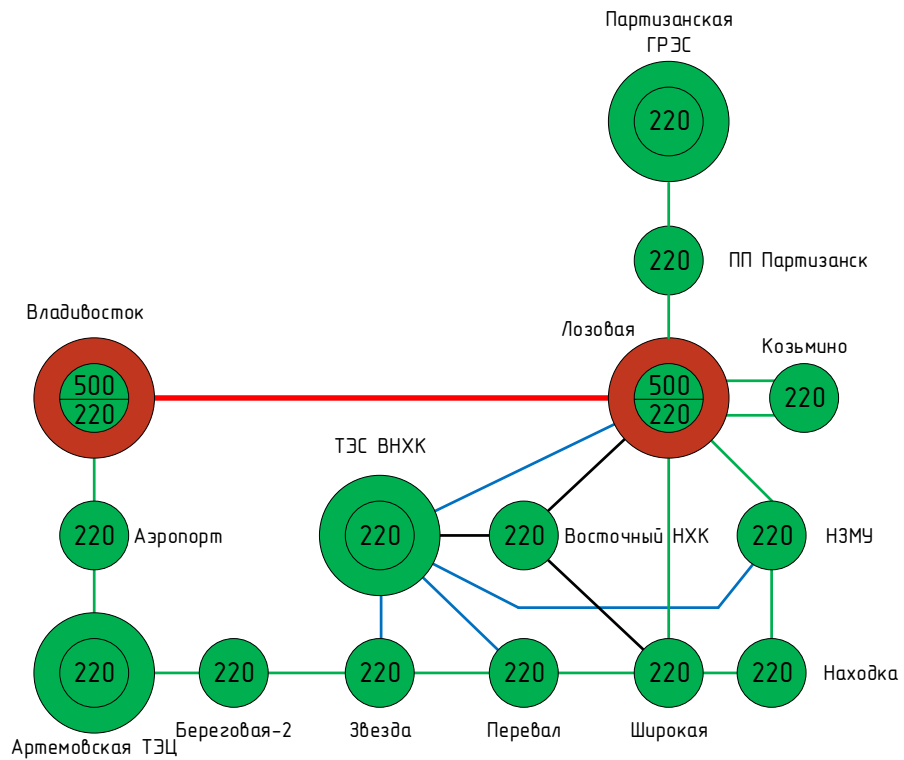


Рисунок 22 – Граф сети шестого варианта

Отклонение напряжения шестого варианта сведено в таблицу 46.

Таблица 46 – Отклонение напряжения

Название	Нормальный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500	0
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	500,95	0,19
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	233,54	6,15
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,98	-0,20
ТЭС "АО ВХК" ВН	220	233,68	6,22
ТЭС "АО ВХК" НТР 1	220	228,22	3,74
ТЭС "АО ВХК" НТР 2	220	228,22	3,74
ТЭС "АО ВХК" СН	110	118,76	7,96
ТЭС "АО ВХК" НН	35	37,88	8,23
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	233,31	6,05
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	230,08	4,58
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	230,08	4,58
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	115,06	4,60
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	38,25	9,29
ПП 220 кВ Партизанск	220	234,47	6,58
Партизанская ГРЭС ВН	220	234,55	6,61
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	233,4	6,09
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	233,4	6,09
Партизанская ГРЭС СН	110	114,37	3,97
Партизанская ГРЭС НН	35	38,84	10,97
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	233,52	6,15
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	232,48	5,67
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	232,48	5,67
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,96	5,60
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,66	11,00
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	233,36	6,07
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	232,96	5,89
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	232,96	5,89
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	116,48	5,89
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	116,17	5,61
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	116,17	5,61
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,94	5,54
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,1	11,00
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	233,6	6,18
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	239,63	8,92
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	239,63	8,92
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,1	14,57
ПС 220 кВ Перевал НН	6	6,87	14,50

Продолжение таблицы 46

1	2	3	4
ПС 220 кВ Находка ВН	220	233,34	6,06
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	232,26	5,57
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	232,26	5,57
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	116,17	5,61
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	115,66	5,15
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	115,66	5,15
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,67	10,49
ПС 220 кВ Находка НН	10	11,06	10,60
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	233,5	6,14
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,32	13,20
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	233,89	6,31
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	233,9	6,32
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	232,58	5,72
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	232,58	5,72
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	116,32	5,75
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,65	10,83
Артемовская ТЭЦ ВН	220	235,12	6,87
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	237,17	7,80
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	237,17	7,80
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	118,6	7,82
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	115,71	5,19
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	115,71	5,19
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	38,72	10,63
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	504,38	0,88
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	503,14	0,63
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	234,71	6,69
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,05	0,50
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	234,8	6,73
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	234,44	6,56
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	234,51	6,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,12	11,20
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,17	11,70
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,16	11,60
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,07	10,70
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	236,98	7,72
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	236,98	7,72
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,32	13,20
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	233,78	6,26
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	233,78	6,26
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,15	11,50

Токовая нагрузка ЛЭП сведена в таблицу 47.

Таблица 47 – Токовая нагрузка ЛЭП нормального режима

Название	Инач	Икон
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	52,99	54,30
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	144,75	144,70
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	21,67	21,99
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	65,62	59,93
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	8,31	8,29
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	29,33	25,24
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	5,10	4,74
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	28,49	29,77
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	17,26	7,94
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	9,17	9,06
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	37,34	37,84
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	122,81	22,36
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	146,27	145,12
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	45,17	45,17
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	45,17	45,17
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,85	7,26
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	27,23	25,15
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	432,51	432,77
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	9,08	8,95
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	19,16	19,19
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	19,23	19,24

Максимально загруженная ВЛ ТЭС ВНХК – Восточный НХК, ток на линии составляет 433 А. При отключении этой линии возрастает ток на ВЛ 220 кВ Восточный НХК – НЗМУ и составляет 272 А. Отклонение напряжения сведено в таблицу 48. Токовая нагрузка второго послеаварийного режима сведена в таблицу 49.

Таблица 48 – Отклонение напряжения послеаварийного режима

Название	Послеаварийный режим		
	U _{ном} ,кВ	U, кВ	Δ U, %
1	2	3	4
ПС 500 кВ Лозовая ВН	500	500,00	0,00
ПС 500 кВ Лозовая НТР	500	495,86	-0,83
ПС 500 кВ Лозовая СН	220	231,40	5,18
ПС 500 кВ Лозовая НН	10	9,87	-1,30
ТЭС "АО ВНХК" ВН	220	240,67	9,40

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4
ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220	235,39	7,00
ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220	235,39	7,00
ТЭС "АО ВНХК" СН	110	122,48	11,35
ТЭС "АО ВНХК" НН	35	39,08	11,66
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220	229,63	4,38
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220	222,29	1,04
ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220	0,00	-100,00
ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110	111,19	1,08
ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35	36,75	5,00
ПП 220 кВ Партизанск	220	232,34	5,61
Партизанская ГРЭС ВН	220	232,42	5,65
Партизанская ГРЭС НТР 1	220	231,26	5,12
Партизанская ГРЭС НТР 2	220	231,26	5,12
Партизанская ГРЭС СН	110	113,32	3,02
Партизанская ГРЭС НН	35	38,48	9,94
ПС 220 кВ Козьмино ВН	220	231,38	5,17
ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220	230,33	4,70
ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220	230,33	4,70
ПС 220 кВ Козьмино СН	35	36,62	4,63
ПС 220 кВ Козьмино НН	6	6,60	10,00
ПС 220 кВ Широкая ВН	220	231,74	5,34
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220	231,34	5,15
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220	231,34	5,15
ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110	115,67	5,15
ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110	115,36	4,87
ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110	115,36	4,87
ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35	36,68	4,80
ПС 220 кВ Широкая НН	10	11,03	10,30
ПС 220 кВ Перевал ВН	220	237,79	8,09
ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220	243,92	10,87
ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220	243,92	10,87
ПС 220 кВ Перевал СН	35	40,82	16,63
ПС 220 кВ Перевал НН	6	7,00	16,67
ПС 220 кВ Находка ВН	220	231,51	5,23
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220	230,41	4,73
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220	230,41	4,73
ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110	115,24	4,76
ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110	114,72	4,29
ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110	114,72	4,29
ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35	38,36	9,60
ПС 220 кВ Находка НН	10	10,97	9,70
ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220	231,46	5,21

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4
ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10	11,22	12,20
ПС 220 кВ Звезда ВН	220	238,67	8,49
ПС 220 кВ Звезда НН 1	10	11,39	13,90
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220	238,66	8,48
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220	237,37	7,90
ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220	237,37	7,90
ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110	118,72	7,93
ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6	6,79	13,17
Артемовская ТЭЦ ВН	220	238,17	8,26
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220	240,28	9,22
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220	240,28	9,22
Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110	120,15	9,23
Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110	117,24	6,58
Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110	117,24	6,58
Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35	39,24	12,11
ПС 500 кВ Владивосток ВН	500	506,41	1,28
ПС 500 кВ Владивосток НТР	500	506,79	1,36
ПС 500 кВ Владивосток СН	220	236,35	7,43
ПС 500 кВ Владивосток НН	10	10,12	1,20
ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220	237,14	7,79
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220	236,79	7,63
ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220	236,85	7,66
ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10	11,23	12,30
ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10	11,28	12,80
ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10	11,27	12,70
ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10	11,18	11,80
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220	234,91	6,78
ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220	234,91	6,78
ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10	11,22	12,20
ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220	238,57	8,44
ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220	238,57	8,44
ПС 220 кВ Звезда НН 2	10	11,38	13,80

Таблица 49 – Токовая нагрузка линий второго послеаварийного режима

Название	Инач	Икон
1	2	3
Артемовская ТЭЦ ВН - ПС 220 кВ Аэропорт ВН	145,94	147,75
ПП 220 кВ Партизанск - Партизанская ГРЭС ВН	146,27	146,22
ПС 220 кВ Аэропорт ВН - ПС 500 кВ Владивосток СН	114,03	115,66
ПС 220 кВ Береговая 2 ВН - Артемовская ТЭЦ ВН	32,02	35,31
ПС 220 кВ Восточная НХК ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	260,09	260,07
ПС 220 кВ Звезда ВН - ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	69,42	70,38

1	2	3
ПС 220 кВ Находка ВН - ПС 220 кВ Широкая ВН	42,86	41,56
ПС 220 кВ НЗМУ ВН - ПС 220 кВ Находка ВН	9,88	8,64
ПС 220 кВ Перевал ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	51,21	44,80
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	353,94	353,89
ПС 220 кВ Широкая ВН - ПС 500 кВ Лозовая СН	19,44	24,50
ПС 500 кВ Лозовая ВН - ПС 500 кВ Владивосток ВН	136,83	23,03
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПП 220 кВ Партизанск	147,41	146,27
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	141,86	141,89
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	141,86	141,89
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,80	7,31
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ Козьмино ВН	7,80	7,31
ПС 500 кВ Лозовая СН - ПС 220 кВ НЗМУ ВН	11,04	5,51
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Звезда ВН	132,22	132,26
ТЭС "АО ВНХК" ВН - ПС 220 кВ Перевал ВН	326,82	326,84

Напряжение в узлах не выходят за допустимые пределы.

Выводы по разделу

На основании расчета возможных вариантов подключения, в вариантах 2, 3, 4, 5 в послеаварийных режимах напряжения в узлах снижается ниже номинальных значений. В вариантах 1, 6 напряжения в узлах находится в допустимых пределах.

3.4 Выбор сечения проводов для проектируемых ЛЭП

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год [21].

На воздушных линиях предусматривается применение АСВТ. Выбор провода производится по длительно-допустимому току. длительно-допустимый ток для провода АСТВ составляет 810 А.

Для определения оптимальных вариантов развития электрической сети происходило:

– введение схемы в ремонтный режим, путем отключения одного автотрансформатора на подстанции 220 кВ Восточный НХК;

– введение схемы в первый послеаварийный режим, путем отключения максимально нагруженной линии электропередачи;

– введение схемы во второй послеаварийный режим, путем отключения второй максимально нагруженной линии электропередачи.

На основании расчета электрических режимов информация о протекающем токе на линиях электропередачи сведена в таблицу 50.

Таблица 50 – Протекающие токи в вариантах

Вариант подключения	Рабочий ток, А
1 вариант	461
2 вариант	512
3 вариант	517
4 вариант	563
5 вариант	517
6 вариант	433

На основании расчета, на перспективу развития электрической сети и подключения новых потребителей электрической энергии, выбирается провод АСВТ 168/49 с длительно допустимым током 810 А.

Рассматриваемая подстанция 220 кВ располагается во влажном климате, близи моря. В зимнее время года в данном районе на проводах образуется гололед, в летнее время года для района проектирования характерны ветра.

Гололёдообразование, а также сильный ветер негативно сказываются на эксплуатации проводов и влекут за собой механические нагрузки. Поэтому провод АСВТ подходит к установке, механическая прочность проводов АСВТ выше на 10-15 %.

Также использование провода АСВТ позволяет:

- увеличить длину пролета линий электропередачи;
- уменьшить количество опор;
- уменьшение потерь электроэнергии;

– способствует развитию энергетики, в связи с использованием инновационных технологий.

3.5 Расчет надежности

При расчете надежности определяются основные проблемы в соответствии с [28]. Проблема надежности всегда занимала центральное место при эксплуатации. К средствам, с помощью которых повышается надежность, т.е. ликвидируется авария или предотвращается ее развитие, кроме релейной защиты и автоматики, относятся схемные и режимные мероприятия. Это, например, неполнофазные режимы, плавка гололеда, резервирование, увеличение пропускной способности элементов сети, использование распределенной генерации [37].

В данном разделе производится расчет показателей надежности при подключении подстанции 220 кВ Восточный НХК по первому варианту.

Расчет показателей надежности сведен в приложении А.

Расчет показателей надежности производится при подключении подстанции 220 кВ Восточный НХК двухцепной линией электропередачи к подстанции 500 кВ Лозовая, а также двухцепной линией к ТЭС ВНХК.

Для расчета определяют вероятность отказа [10]:

$$q = \lambda \cdot t_{\text{в}}; \quad (20)$$

где λ - интенсивность отказа;

$t_{\text{в}}$ - время восстановления.

Схема рассматриваемой подстанции для определения показателей надежности первого варианта представлена на рисунке 23.

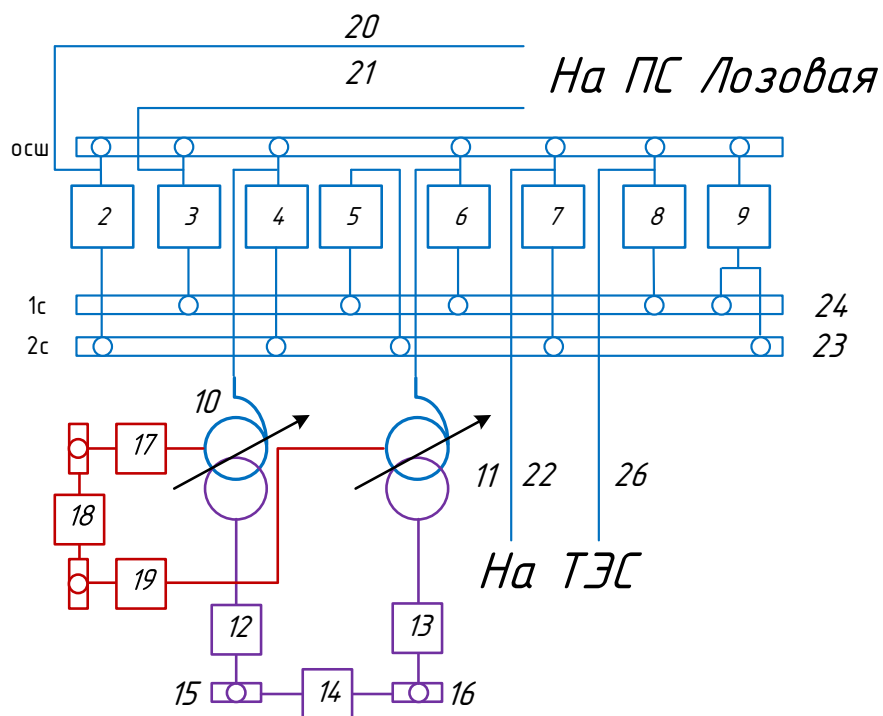


Рисунок 23 – Схема подстанции для первого вариант

Схема рассматриваемой подстанции для определения показателей надежности второго варианта представлена на рисунке 24.

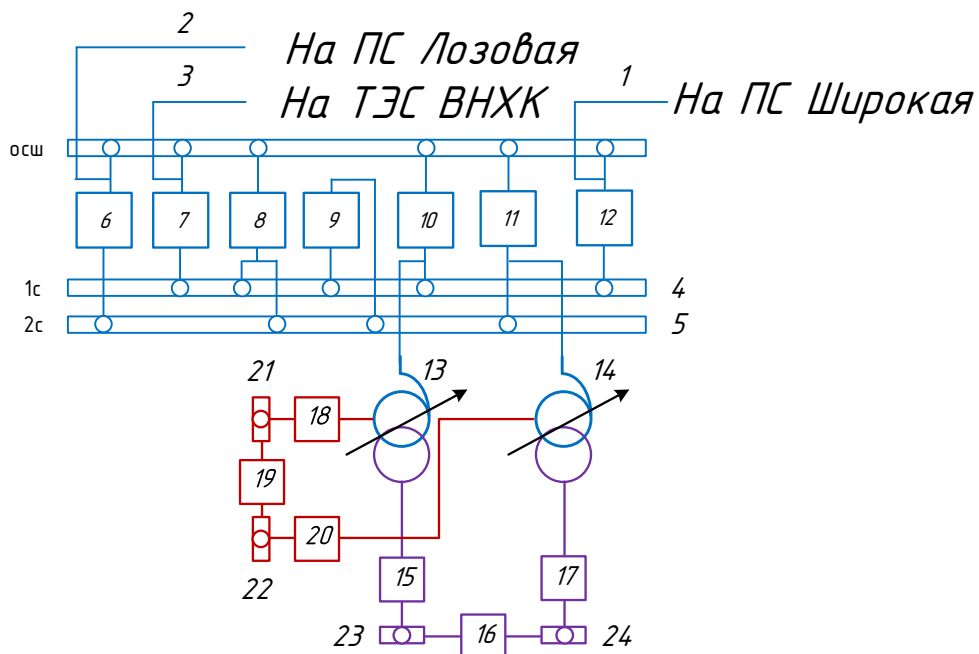


Рисунок 24 – Схема подстанции для шестого варианта

В таблице 51 сведены показатели надежности каждого элемента подстанции.

Таблица 51 – Показатели надежности

Показатель	Вариант 1	Вариант 6
Вероятность отказа	$2,9 \times 10^{-7}$	$6,9 \times 10^{-7}$
Интенсивность отказа	$1,783 \times 10^{-4}$	$6,7 \times 10^{-4}$
Среднее время восстановления	28,3	18,1
Среднее время безотказной работы	5605	1347
Время безотказной работы	588,5	311,232

На основании расчета, первый вариант подключения к электрической сети является наиболее подходящим.

3.6 Расчет токов короткого замыкания

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

Для защиты от токов короткого замыкания используют: токоограничивающие реакторы, распараллеливание электрических цепей, понижающие трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, отключающее оборудование.

Для расчета токов короткого замыкания, а также выборе основного оборудования на подстанции принимается во внимание [33]. Необходимо правильно производить расчет. Неверный расчет токов ведет к неправильному выбору оборудования, вследствие этого при аварии произойдет поломка, что может привести к выходу подстанции из работы.

Руководящие указания включают в себя методы расчета токов симметричных и несимметричных КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ и до 1 кВ, методы проверки проводников и электрических аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость и методы проверки электрических аппаратов на коммутационную способность [33].

Для электроустановок характерны 4 режима: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный, причем аварийный режим является кратковременным режимом, а остальные - продолжительными режимами.

Электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим короткого замыкания.

По режиму КЗ электрооборудование проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а коммутационные аппараты - также на коммутационную способность.

Учитывая дискретный характер изменения параметров электрооборудования, расчет токов КЗ для его проверки допускается производить приближенно, с принятием ряда допущений, при этом погрешность расчетов токов КЗ не должна превышать 5—10 %.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др. При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными [33].

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения. Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов.

Токи короткого замыкания необходимы для выбора и проверки основного оборудования подстанции, а также для расчета уставок релейной защиты. Токи

короткого замыкания показывают, как будет происходить работа выбранного электрооборудования при различных аварийных ситуациях [20].

Неверный расчет токов ведет к неправильному выбору оборудованию, вследствие этого при аварии произойдет поломка, что может привести к выходу подстанции из работы, следовательно, и к выходу из строя ПС 220 кВ Восточный НХК. Это влечет за собой большие потери капитала. Расчет токов короткого замыкания будет производиться в программе RastrWin 3 [22].

В электроустановках выше 1 кВ в качестве расчетных сопротивлений следует принимать индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, а также токопроводов. Активное сопротивление следует учитывать только для ВЛ с проводами малых сечений и стальными проводами, а также для протяженных кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

В таблицу 52 сведены Узлы/Несим/ИД

Таблица 52 – Узлы/Несим/ИД

Тип	Номер	Название	U _{ном}
1	2	3	4
у	1	ПС 500 кВ Лозовая ВН	500
у	2	ПС 500 кВ Лозовая НТР	500
у	3	ПС 500 кВ Лозовая СН	220
зак	4	ПС 500 кВ Лозовая НН	10
у	5	ТЭС "АО ВНХК" ВН	220
у	6	ТЭС "АО ВНХК" НТР 1	220
у	7	ТЭС "АО ВНХК" НТР 2	220
у	8	ТЭС "АО ВНХК" СН	110
зак	9	ТЭС "АО ВНХК" НН	35
у	10	ПС 220 кВ Восточная НХК ВН	220
у	11	ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 1	220
у	12	ПС 220 кВ Восточная НХК НТР 2	220
у	13	ПС 220 кВ Восточная НХК СН	110
зак	14	ПС 220 кВ Восточная НХК НН	35
у	15	ПП 220 кВ Партизанск	220
у	16	Партизанская ГРЭС ВН	220
у	17	Партизанская ГРЭС НТР 1	220
у	18	Партизанская ГРЭС НТР 2	220
у	19	Партизанская ГРЭС СН	110
зак	20	Партизанская ГРЭС НН	35

1	2	3	4
у	21	ПС 220 кВ Козьмино ВН	220
у	22	ПС 220 кВ Козьмино НТР 1	220
у	23	ПС 220 кВ Козьмино НТР 2	220
зак	24	ПС 220 кВ Козьмино СН	35
зак	25	ПС 220 кВ Козьмино НН	6
у	26	ПС 220 кВ Широкая ВН	220
у	27	ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (220 кВ)	220
у	28	ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (220 кВ)	220
у	29	ПС 220 кВ Широкая СН (110 кВ)	110
у	30	ПС 220 кВ Широкая НТР 1 (110 кВ)	110
у	31	ПС 220 кВ Широкая НТР 2 (110 кВ)	110
зак	32	ПС 220 кВ Широкая СН (35 кВ)	35
зак	33	ПС 220 кВ Широкая НН	10
у	34	ПС 220 кВ Перевал ВН	220
у	35	ПС 220 кВ Перевал НТР 1	220
у	36	ПС 220 кВ Перевал НТР 2	220
зак	37	ПС 220 кВ Перевал СН	35
зак	38	ПС 220 кВ Перевал НН	6
у	39	ПС 220 кВ Находка ВН	220
у	40	ПС 220 кВ Находка НТР 1 (220 кВ)	220
у	41	ПС 220 кВ Находка НТР 2 (220 кВ)	220
у	42	ПС 220 кВ Находка СН (110 кВ)	110
у	43	ПС 220 кВ Находка НТР 1 (110 кВ)	110
у	44	ПС 220 кВ Находка НТР 2 (110 кВ)	110
зак	45	ПС 220 кВ Находка СН (35 кВ)	35
зак	46	ПС 220 кВ Находка НН	10
у	47	ПС 220 кВ НЗМУ ВН	220
зак	48	ПС 220 кВ НЗМУ НН 1	10
у	49	ПС 220 кВ Звезда ВН	220
зак	50	ПС 220 кВ Звезда НН 1	10
у	51	ПС 220 кВ Береговая 2 ВН	220
у	52	ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 1	220
у	53	ПС 220 кВ Береговая 2 НТР 2	220
у	54	ПС 220 кВ Береговая 2 СН	110
зак	55	ПС 220 кВ Береговая 2 НН	6
у	56	Артемовская ТЭЦ ВН	220
у	57	Артемовская ТЭЦ НТР 1 (220 кВ)	220
у	58	Артемовская ТЭЦ НТР 2 (220 кВ)	220
у	59	Артемовская ТЭЦ СН (110 кВ)	110
у	60	Артемовская ТЭЦ НТР 1 (110 кВ)	110
у	61	Артемовская ТЭЦ НТР 2 (110 кВ)	110
зак	62	Артемовская ТЭЦ СН (35 кВ)	35
у	63	ПС 500 кВ Владивосток ВН	500
у	64	ПС 500 кВ Владивосток НТР	500

1	2	3	4
у	65	ПС 500 кВ Владивосток СН	220
зак	66	ПС 220 кВ Владивосток НН	10
у	67	ПС 220 кВ Аэропорт ВН	220
у	68	ПС 220 кВ Аэропорт НТР 1	220
у	69	ПС 220 кВ Аэропорт НТР 2	220
зак	70	ПС 220 кВ Аэропорт НН 1	10
зак	71	ПС 220 кВ Аэропорт НН 2	10
зак	72	ПС 220 кВ Аэропорт НН 3	10
зак	73	ПС 220 кВ Аэропорт НН 4	10
у	74	ПС 220 кВ НЗМУ НТР 1	220
у	75	ПС 220 кВ НЗМУ НТР 2	220
зак	76	ПС 220 кВ НЗМУ НН 2	10
у	77	ПС 220 кВ Звезда НТР 1	220
у	78	ПС 220 кВ Звезда НТР 2	220
зак	79	ПС 220 кВ Звезда НН 2	10

В таблицу 53 сведены Генератор/Несим

Таблица 53 – Генератор/Несим

N	Реактивное сопротивление прямой последовательности X	Реактивное сопротивление нулевой последовательности X0	ЭДС E, кВ
1	68,8	46,6	500
63	41,2	37,49	500
16	35,3	63,58	230
56	10,96	7,89	230
8	10,59	9,7	115

Ударный ток рассчитывается по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_{по}^{(3)} \quad (21)$$

где $I_{по}^{(3)}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент.

Для части системы, с которой подстанция связана ВЛ ударный коэффициент равен $K_{y\delta} = 1,608$, значение постоянной времени $T_a = 0,02$.

Для СН и НН расчет токов короткого замыкания проводится аналогичным способом. Результаты расчетов токов короткого замыкания сведены в таблицу 54.

Таблица 54 – Значения токов КЗ

Место КЗ	Трех-ф КЗ, кА	Одно-ф КЗ, кА	Ударный ток, кА
ВН	9,6	10,58	21,8
СН	12,7	13,3	28,8
НН	17,3	18,1	44,1

3.7 Выбор основного оборудования

Данная работа предусматривает проектирование электрической сети Партизанского района Приморского края при подключении ПС 220 кВ Восточный НХК.

3.8.1 Дистанционное управление

Автоматизированная система обеспечивает дистанционное управление энергетическими объектами. Комплекс предусматривает производство переключений по выводу из работы и ввод в работу оборудования подстанций и линий электропередачи, что позволяет получить значительный эффект за счет построения эффективной модели [39].

Применение автоматизированной системы:

- повышает эффективность управления электроэнергетического режима;
- увеличивает срок службы оборудования; сокращает время на выполнение переключений;
- уменьшает общее время отключений линий электропередачи и электро сетевого оборудования.

Таким образом, использование автоматизированных систем диспетчерского управления:

- способствует повышению эффективности управления;
- ведет к снижению разрушения оборудования;
- предотвращает развитие нарушений нормального режима работы.

Структура комплекса АСУ ТП:

- первичные средства автоматизации (датчики, измерительные преобразователи, приборы местного контроля, исполнительные устройства);
- устройства сопряжения с объектом (УСО), контроллеры телемеханики;
- информационно-вычислительный комплекс (АРМ оператора, серверы базы данных);
- каналы и оборудование для передачи информации.

Основные виды микропроцессорных устройств, которые должны использоваться для контроля:

- устройства РЗА присоединений с функцией аварийного осциллографирования и событийной регистрации;
- устройства передачи сигналов и команд РЗА с функцией событийной регистрации;
- устройства РАС;
- устройства ОМП.

Проектирование подстанции 220 кВ Восточный НХК с дистанционным управлением позволит:

- повысить управление процессом в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;
- улучшить степень автоматизации оперативного управления;
- снизить затраты на эксплуатационное обслуживание оборудования и его систем управления;
- автоматизировать задачи, выполняемые обслуживающим персоналом по предоставлению аварийной информации.

Контроллеры устанавливаются на подстанции. Контроллеры организуют работу цифровых защит и обмен информацией. Контроллеры обмениваются информацией с помощью протоколов.

Второй (верхний) уровень используется для обработки, хранения, оперативного контроля и управления, для передачи информации.

В [45] рассматриваются перспективные SCADA-системы.

Основные функции SCADA-системы:

- сбор необходимой первичной информации по объектам диспетчеризации;
- обработка информации;
- возможность визуализировать информацию при помощи различных схем, графиков, диаграмм, удобных для персонала;
- хранение большого объема информации и ее обработка;
- регистрация сигналов об аварийных ситуациях.

К основным направлениям развития SCADA-системы можно отнести:

- снижение рисков ошибочных переключений;
- постоянное развитие и возрастание управляемых объектов;
- строительством новых объектов.

3.8.2 Выбор и проверка выключателей

Установка выключателей производится для возможности быстрого включения либо отключения части оборудования при любом режиме работы. В первую очередь роль выключателей – быстрое срабатывание при возникновении токов короткого замыкания [33].

Выключатели должны соответствовать всем требованиям:

- качество и надежность выключателя;
- минимально допустимое время срабатывания;
- относительно небольшие размеры и масса;
- удобство в обслуживании и монтаже;
- возможность включения после отключения автоматического повторного включения (АПВ).

Время срабатывания выключателя должно быть минимально возможным, это связано с:

- малым термическим воздействием токов короткого замыкания на установленное электрооборудование;

- уменьшением возможности распространения короткого замыкания на другие электроустановки;
- возможностью быстрого восстановления для параллельной работы трансформатор;
- уменьшением опасности возможности поражения человеком однофазным током КЗ.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению: $U_{ном} \leq U_{сет.ном}$;
- номинальному току: $I_{ном} \leq I_{сет.ном}$.

Проверку выключателей проводят на симметричный ток отключения по условию:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \beta_{норм} \cdot \frac{I_{откл.ном}}{100} \geq i_{ат} ; \quad (22)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{норм}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{ат}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з.min} + t_{с.в} ; \quad (23)$$

где $t_{з.min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд};$$

$$I_{вкл} \geq I_{n0}.$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд};$$

$$i_{пр.скв} \geq i_{n0}$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k; \tag{24}$$

где $I_{мер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{мер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету.

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a); \tag{25}$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ, с учетом термической продолжительностью, равной 4 с.;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В таблицу 55 сведены принимаемые выключатели для рассматриваемого участка сети.

Таблица 55 – Принимаемые выключатели

Место установки	Выключатель
Сторона ВН 220 кВ Восточный НХК	ВГТ-УЭТМ-1А1-220
Сторона СН 110 кВ Восточный НХК	ВГТ-УЭТМ-1А1-110
Сторона ВН 220 кВ ТЭС ВНХК	ВЭБ-УЭТМ-220
Сторона ВН 220 кВ Лозовая	ВБП-220 III–31,5/2000 УХЛ

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ до момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Для удобства расчета к параметрам выбора присваиваются индексы:

- 1 - сторона ВН 220 кВ Восточный НХК;
- 2 - сторона СН 110 кВ Восточный НХК;
- 3 - сторона ВН 220 кВ ТЭС ВНХК;
- 4 - сторона ВН 220 кВ Лозовая.

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}$$

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 9,6 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,03 \text{ кА};$$

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot 12,7 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 4 \text{ кА};$$

$$i_{ат3} = \sqrt{2} \cdot 8,1 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 2,5 \text{ кА};$$

$$i_{ат4} = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 3,3 \text{ кА}.$$

Определяется номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{а.ном1} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,6 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном2} = \sqrt{2} \cdot 45 \cdot \frac{40}{100} = 25,5 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном3} = \sqrt{2} \cdot 47 \cdot \frac{50}{100} = 33,2 \text{ кА}$$

$$i_{а.ном4} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \frac{30}{100} = 12,9 \text{ кА}$$

Расчетная продолжительность КЗ:

$$t_{расч} = t_{откл} + t_{р.з.осн} + t_{в.откл} \quad (26)$$

где $t_{р.з.осн}$ – время действия основной защиты, с учетом ступени селективности;

$t_{в.откл}$ – полное время отключения выключателя.

$$t_{откл} = 0,05 + 0,3 + 4 = 4,3 \text{ с}$$

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{К1} = 9,6^2 \cdot (4,3 + 0,03) = 415,9 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{К2} = 12,7^2 \cdot (4,3 + 0,06) = 703,2 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{К3} = 8,1^2 \cdot (4,3 + 0,03) = 284 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{К4} = 10,4^2 \cdot (4,3 + 0,03) = 468,3 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{кнорм1} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{кнорм2} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{кнорм3} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{норм4}} = 30^2 \cdot I = 900 \text{ кА}^2\text{с}$$

В таблице 56 сведены параметры выбранного выключателя.

Таблица 56 – Параметры выключателя ВГТ-УЭТМ-1А1-220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}}=252 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}}=4000 \text{ А}$	$I_{\text{рмах}} = 919,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$
$i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 21,8 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 415,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 9,6 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 9,6 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 3,03 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

В таблице 57 приведены параметры выключателя 110 кВ.

Таблица 57 – Параметры выключателя ВГТ-110Ш-40/2000 У1

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{уст}}=126 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{рмах}} = 1839,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$
$i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 28,8 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 703,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 12,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 4 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Данные выключатели ВГТ имеют пружинный тип привода. Включение выключателя осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

Для дистанционного управления выключателем в приводе установлен электромагнит. В приводе имеется переключатель выбора режима «местное/дистанционное».

Из полученных результатов можно сделать вывод, что выбранные выключатели ВГТ полностью соответствуют необходимым условиям и могут быть приняты к установке.

В таблице 58 приведены параметры выключателя ТЭС ВНХК

Таблица 58 – Параметры выключателя ВЭБ-УЭТМ-220

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст}=252$ кВ	$U_{ном}=220$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}=3150$ А	$I_{рмах} = 735,7$ А	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{скв} = 125$ кА	$i_{уд} = 21,8$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 900$ кА ² с	$B_{к} = 284$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 50$ кА	$I_{по} = 8,1$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 50$ кА	$I_{пт} = 8,1$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 33,2$ кА	$i_{ат} = 2,5$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Тип привода выключателя пружинный, время завода включающих пружин составляет 15 с. Выключатель изготовлен в трехполюсном исполнении: полюса размещаются на одной раме и управляются одним пружинным приводом повышенной мощности.

Выключатель ВЭБ-УЭТМ-220 полностью соответствует необходимым условиям и может быть принят к установке.

В таблице 59 приведены параметры выключателя ТЭС ВНХК

Таблица 59 – Параметры выключателя ВВП-220 III–31,5/2000 УХЛ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст}=252$ кВ	$U_{ном}=220$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}=2000$ А	$I_{рмах} = 614,3$ А	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{скв} = 80$ кА	$i_{уд} = 23,6$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 2500$ кА ² с	$B_{к} = 468,3$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 30$ кА	$I_{по} = 10,4$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 30$ кА	$I_{пт} = 10,4$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 12,9$ кА	$i_{ат} = 3,3$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Вакуумный выключатель ВВП-220 III–31,5/2000 УХЛ трехполюсного исполнения с пружинным приводом. Время автоматического завода пружины выключения не менее 20 с.

3.8.3 Выбор и проверка разъединителей

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

К установке принимается разъединитель марки РГНП-К-220/2000УХЛ1.

Главные и заземляющие ножи снабжены электроприводом с дистанционным управлением. Разъединители горизонтально-поворотного типа однополюсные ступенчатокилевой установки с двумя заземляющими ножами с выносными блоками управления.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 60.

Таблица 60 – Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст}=253$ кВ	$U_{ном}=220$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном}=2000$ А	$I_{рмах} = 919,6$ А	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{скв} = 100$ кА	$i_{уд} = 21,8$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1600$ кА ² с	$B_{к} = 415,9$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к}$

Выбор разъединителей на стороне 110 кВ выполняется аналогично. К установке принимаем разъединитель РГП-110/2000 УХЛ 1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 61.

Таблица 61 – Выбор и проверка разъединителя

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст}=126$ кВ	$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150$ А	$I_{рмах} = 1839,2$ А	$I_{ном} \geq I_{рмах}$
$i_{скв} = 125$ кА	$i_{уд} = 28,8$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1600$ кА ² с	$B_{к} = 703,2$ кА ² с	$B_{к.ном} \geq B_{к}$

Разъединители проходят по всем параметрам.

3.8.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрический аппарат, который преобразует силу тока до значений, удобных для измерения. Трансформаторы тока устанавливаются для каждой станции и подстанции. ТТ также служат для работы релейной защиты и автоматики. Сигнал на работу релейной защиты должен быть равен 1 А или 5 А [35].

Номинальный ток ТТ должен стремиться к рабочему току установки. При выборе трансформаторов тока необходимо осуществлять проверку на термическую и электродинамическую стойкость, это позволяет понять правильно ли был выбран ТТ. Также обязательно сверять ТТ на нагрузке.

Коэффициент трансформации ТТ примем в дальнейшем расчете. Вторичный ток трансформатора тока примем равным 5.

Допустимый класс точности трансформатора тока является класс 0,2S/0,2.

При выборе и расчете трансформаторов тока необходимо выявить все подключенные измерительные приборы. Это связано с тем, что данные приборы потребляют нагрузку, необходимую для расчета. Также стоит обратить внимание на соединительные провода и переходные контакты.

Для работы трансформаторов тока в классе точности 0,2S/0,2 необходимо произвести расчет нагрузки.

Условие выбора ТТ:

$$S_{\text{мин}} \leq S_{2\text{расч}} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (27)$$

где $S_{\text{мин}}$ – минимальная нагрузка вторичной обмотки ТТ;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ;

$S_{2\text{расч}}$ – расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ, В·А.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ определяется по формуле:

$$S_{2\text{расч}} = I_{2\text{ном}}^2 \cdot (Z_{\text{каб}} + Z_{\text{конт}}) + S_{\text{приб}}, \quad (28)$$

где $I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, равный 1 А;

$Z_{\text{конт}}$ – сопротивление переходных контактов, равно 0,05 Ом;

$S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая измерительными приборами, В·А;

$Z_{\text{каб}}$ – сопротивление контрольного кабеля, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$z_{\text{каб}} = \frac{\rho \cdot l}{F_{\text{каб}}}, \quad (29)$$

где ρ – удельное сопротивление жилы кабеля, равно 0,029 Ом·мм²/м;

l – длина кабеля, м;

$F_{\text{каб}}$ – выбранное сечение жилы контрольного кабеля, мм².

Расчет производится при условии выделения максимальной мощности в нагрузке ($\cos\varphi=1$).

Принимаем номинальную мощность вторичной обмотки ТТ 30 ВА.

Для работы трансформатора тока в выбранном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$3,75 \text{ ВА} \leq S_{2\text{расч}} \leq 30 \text{ ВА}. \quad (30)$$

Для выбора трансформатора тока необходимо рассчитать сопротивление контрольного кабеля. Для расчета необходимо принять длины кабелей при напряжении установки ТТ. по справочнику длины от ТТ до счетчиков составляют 100 и 140 метров.

Сопротивление контрольного кабеля:

$$z_{\text{каб}100} = \frac{0,029 \cdot 100}{2,4} = 1,2 \text{ Ом},$$

$$z_{\text{каб}140} = \frac{0,029 \cdot 140}{2,4} = 1,69 \text{ Ом}.$$

Расчетная нагрузка определяется:

$$S_{2_{расч100}} = I^2 \cdot (1,2 + 0,05) + 0,001 = 1.251 \text{ ВА},$$

$$S_{2_{расч140}} = I^2 \cdot (1.69 + 0,05) + 0,001 = 1.741 \text{ ВА}.$$

При превышении расчетной нагрузки над допустимой осуществляются методы разгрузки вторичных цепей трансформатора тока. При превышении допустимой нагрузки над расчетной осуществляется процесс увеличения нагрузки путем подключения резисторов. Нормальный уровень нагрузки трансформатора тока находится в диапазоне около 50 % по отношению от номинального значения

Посчитав нагрузки можно сделать вывод: условие по нагрузке не выполняется. Тогда необходимо к трансформаторам тогда последовательно произвести подключение догрузочного сопротивления МР3021-Т-1А-4ВА. Следовательно, производится пересчет расчетной нагрузки с новыми сопротивлениями.

Расчетная нагрузка определяется:

$$S_{2_{расч}} = I_{2ном}^2 \cdot (z_{каб} + z_{конт}) + S_{приб} + S_{догр.сопр}, \quad (31)$$

Величина расчетной нагрузки составит:

$$S_{2_{расч1}} = I^2 \cdot (1,2 + 0,05) + 0,001 + 4 = 5.251 \text{ ВА},$$

$$S_{2_{расч2}} = I^2 \cdot (1.69 + 0,05) + 0,001 + 4 = 5.741 \text{ ВА}.$$

Таким образом, расчетная нагрузка принимает нормальные значения. Условие ГОСТ 7746 выполняется. ТТ подходит для данной подстанции [20].

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ приведена в таблице 62.

Таблица 62 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
	А	В	С	
Амперметр	0,5	0,5	1	СА3020-5
Варметр	0,5	1,5	0,5	СР3020
Ваттметр	1,5	0,5	0,5	СР3020
Счетчик РЭ	0,1	0,1	0,1	RD-31
Счетчик АЭ	0,1	0,1	0,1	ЕС7020
Итого	2,7	2,7	2,3	

Принимаем к установке трансформатор тока ТГФ-220 кВ.

Номинальные параметры трансформатора тока, расчетные данные и условия проверки сведены в таблицу 63.

Таблица 63 – Проверка ТТ 220 кВ

Номинальные параметры ТТ		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	1	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, (кА)	30	21,8	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	270	99,5	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	30	7,7	$Z_{2ном} \geq Z_2$

На сторону СН 110 кВ выбирается трансформатор тока ТГФ-110 УХЛ1.

Номинальные параметры трансформатора тока, расчетные данные и условия проверки сведены в таблицу 64.

Таблица 64 – Проверка ТТ 110 кВ

Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2000	1839,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	30	28,8	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА ² с)	270	174,1	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

3.8.5 Выбор трансформаторов напряжения

Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и класс точности обмоток [20]: $220/\sqrt{3}$; $0,1/\sqrt{3}$; 0,1 кВ; 0,2/0,2/3Р.

Трансформаторы напряжения емкостные.

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (32)$$

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

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 65.

Таблица 65 – Вторичная нагрузка ТН (на стороне 220 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Ваттметр	СР3021	1	2,1
Варметр	СР3021	1	2,1
Вольтметр	СВ3021	1	2,1
Счетчик АЭ	ЕС7020	1	1,7
Счетчик РЭ	RD-31	1	1,7
Сумма			9,7

Принимаем на стороне 220 кВ трансформатор напряжения НАМИ – 220/20 УХЛ 1.

В таблице 66 представлена проверка выбранного ТН.

Таблица 66 – Проверка выбранного ТН 220 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	30 ВА	9,7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

На стороне 110 кВ принимаем к установке трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ 1.

3.8.6 Выбор ошиновки

К установке на напряжение 220 кВ принимаем шину АДЗ1Т 60х5 длиной 4м. Допустимый рабочий ток 2000 А.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (33)$$

где B_K – интеграл джоуля, рассчитан при выборе выключателей;

C – коэффициент для алюминия 0,091.

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{99,5}}{0,091} = 109,6 \text{ мм}^2.$$

Момент сопротивления горизонтально стоящих жестких шин определяется по формуле:

$$J = \frac{h^2 \cdot b}{6}, \quad (34)$$

$$J = \frac{6^2 \cdot 0,6}{6} = 4,32 \text{ см}^3.$$

Длина пролета между опорными изоляторами при которой частота колебаний шины превысит 200 Гц рассчитывается:

$$l = \frac{204}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{2 \cdot q}}; \quad (35)$$

$$l = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{4,32}{48}} = 1 \text{ м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при действии этой силы (МПа), должно быть меньше допустимого ($\sigma_{\text{доп}}$ для материала шины марки АДЗ1Т = 89,2 МПа), определим это напряжение. Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{i_{\text{уд}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{a \cdot J}, \quad (36)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{21800^2 \cdot 1^3}{6.4} = 12,9 \text{ МПа.}$$

Напряжение не превышает допустимого $\sigma_{\text{доп}} = 89,2$ МПа, следовательно, шины механически прочны.

К установке принимаем изолятор керамический изолятор ОСК 8-220-А-2, с минимальной разрушающей силой на изгиб 4000 Н.

Проверка опорных изоляторов:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ.СЕТИ}} \leq U_{\text{НОМ}}, \quad (37)$$

$$220 \text{ кВ} \leq 220 \text{ кВ.}$$

2) По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (38)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times \frac{(25,8 \cdot 10^3)^2 \cdot 1}{0,6} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 280,7 \text{ Н,}$$

$$280,7 \text{ Н} \leq 4000 \text{ Н.}$$

Условия выполняются.

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

4.1 Расчет вложений в проектируемую сеть

Цель данного пункта является определение оптимального варианта развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности с учетом фактора надежности [48].

Укрупненные стоимостные показатели учитывают все затраты в сооружение ВЛ и ПС по объектам производственного назначения.

Расчет экономической оценки сведен в приложение Б.

При технико-экономическом обосновании электросетевых объектов используется формула приведенных (дисконтированных) затрат:

$$Z_i = \sum_{i=1}^{T_{расч}} (E_H K_t + \Delta I_t)(1 + E_{H.П})^{i-t} \quad (39)$$

где K_t – капитальные вложения в год t ;

E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, назначение которого – приведение капитальных затрат к уровню ежегодных издержек;

I_t – издержки в t -й год;

$E_{H.П.}$ – норматив приведения разновременных затрат (ставка дисконтирования);

Ставка дисконтирования принимается на уровне нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии в единой национальной электрической сети, без учета инфляции.

4.1.1 Расчет капиталовложений

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями [49].

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на сооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}; \quad (40)$$

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

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения в строительство линий электропередачи.

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории.

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}; \quad (41)$$

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

$K_{ОРУ}$ – стоимость ОРУ, зависящая от схемы РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

4.1.2 Расчет амортизационных отчислений

Целью амортизации является накопление финансовых средств, для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции для *i*-го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (42)$$

где K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

$T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования (для ВЛ – 15 лет, для оборудования ПС – 20 лет).

Результаты расчета издержек приведены в таблице 67.

Таблица 67 – Техничко-экономические показатели вариантов сети

Показатель	ПС Восточный НХК	
	Вариант №1	Вариант №6
Капиталовложения в ПС, тыс.руб.	6987664	7345538
Капиталовложения в ЛЭП, тыс.руб.	1253387	1611261
Издержки, тыс.руб.	297367	300409

4.1.3 Расчет дисконтированных затрат

Дисконтированные затраты были согласно приведенному выше алгоритму за период времени равный 20 лет. Результаты расчета приведены в таблице 68.

Таблица 68 – Результаты расчета дисконтированных затрат.

Номера варианта	Вариант 1	Вариант 6
Дисконтированные затраты, млн.руб.	10769,5	11296,8

На основании технико-экономического расчета развития электрической сети можно сделать вывод, что в первом варианте дисконтированные затраты меньше.

4.2 Инвестиционная привлекательность принятых вариантов развития электрической сети

Для оценки и анализа инвестиционной привлекательности принятых вариантов развития электрической сети при подключении подстанции требуется рассчитать:

- чистый дисконтированный доход;
- дисконтированный срок окупаемости.

Чистый дисконтированный доход определяется дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t .

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (43)$$

где \mathcal{E}_t – чистый поток платежей, тыс.руб., который определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_t = D_t - K_t - I_t, \quad (44)$$

где D_t – выручка от реализации проекта в год, тыс.руб.;

K_t – доля капиталовложений в год, тыс.руб.;

I_t – суммарные эксплуатационные расходы за рассматриваемый период, тыс.руб.;

$E_{\text{н.д.}}$ – норма дисконта, принимается равной 10%;

$T_{\text{расч}}$ – расчетный период, принимается равным 20 годам.

Расчет производился в MS Excel, результаты оценки экономической эффективности объекта для первого варианта приведена в виде графика на рисунке 25, для шестого варианта на рисунке 26.

На основании расчета и построения ЧДД:

- первый вариант развития электрической сети является наиболее выгодным, срок окупаемости по первому варианту составляет 10 лет;
- срок окупаемости по второму варианту составляет 10 лет и 10 месяцев.

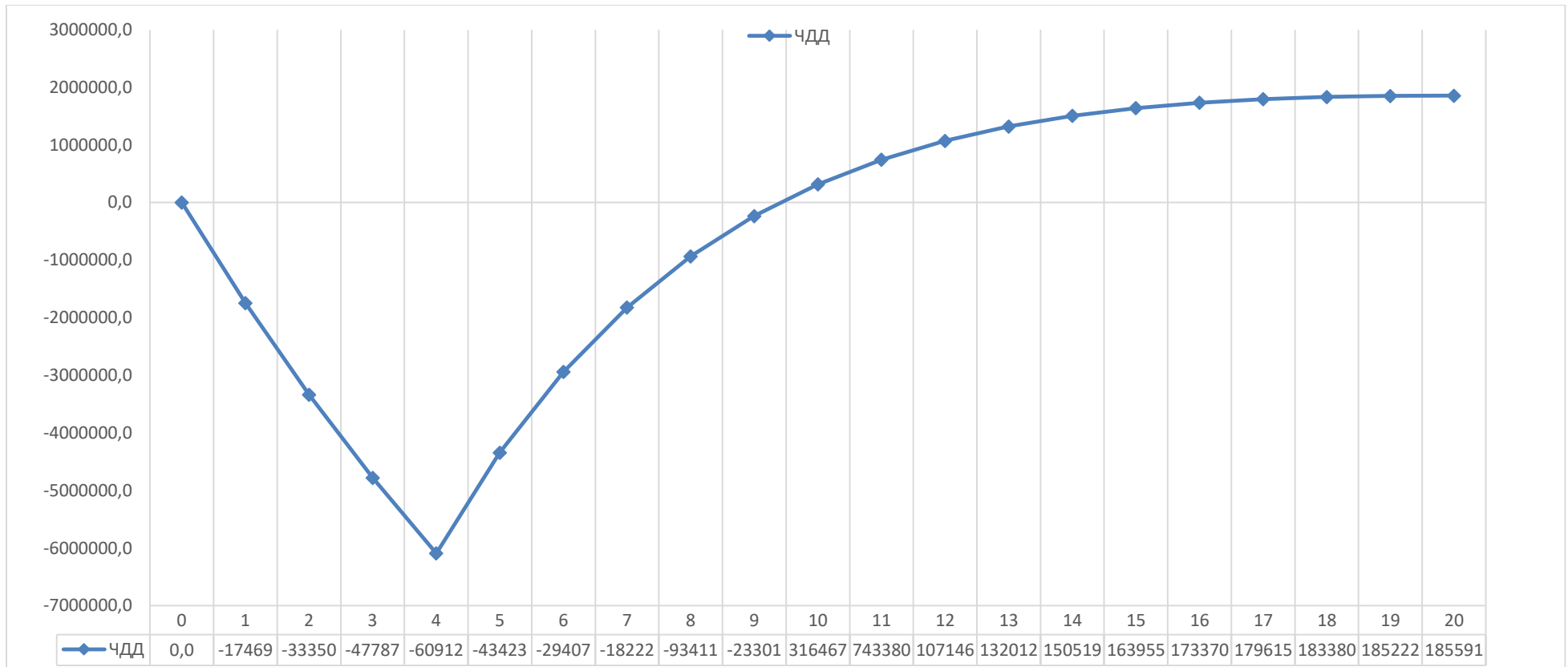


Рисунок 25 – График ЧДД для первого варианта

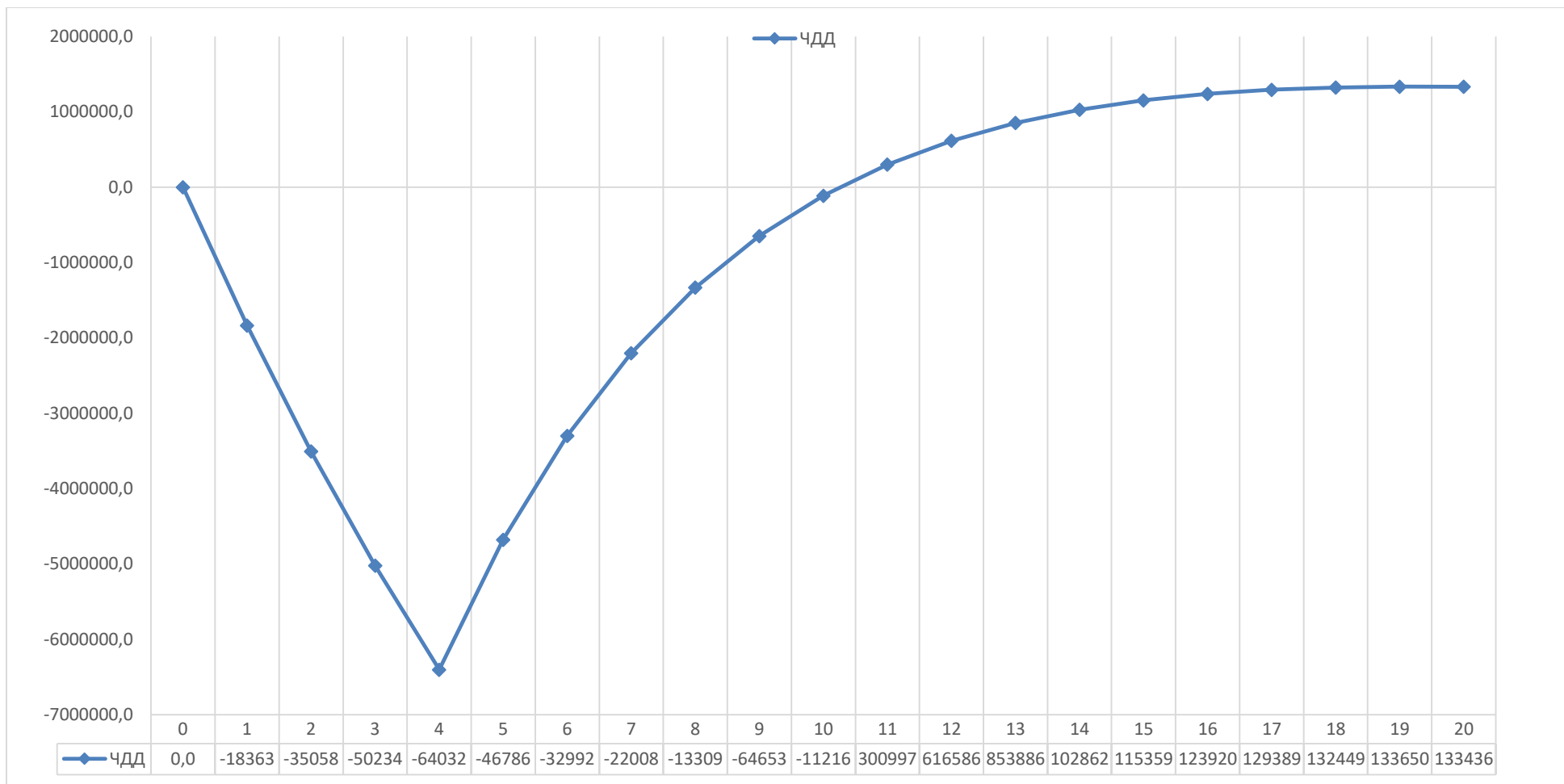


Рисунок 26– График ЧДД для шестого варианта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении магистерской диссертации был разработан оптимальный вариант развития электрической сети Партизанского района Приморского края. Проектирование сети осуществлялось с использованием инновационных технологий, а именно заменой на провод нового поколения. Были рассмотрены литературные источники по предмету исследования.

В ходе работы, был произведен анализ режимной ситуации в районе проектирования, дана климатическая характеристика и описаны территориальные особенности района. Выполнена разработка и технико-экономическое сравнение конкурентно-способных вариантов подключения к существующей энергетической системе. Выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети и произведен их анализ для каждого из предлагаемых вариантов развития. В ходе сравнения выявлено, что наиболее подходящим вариантом развития является первый вариант.

В магистерской диссертации были решены следующие вопросы:

- произведено технико-экономическое сравнение конкурентоспособных вариантов;
- определена оптимальная конфигурация варианта подключения потребителя к электрической сети;
- выбрано сечение провода для проектируемой линии, а также выбраны провода нового поколения;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- произведено проектирование ПС 220 кВ Восточный НХК;
- дана оценка экономической эффективности для двух вариантов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи: учеб. пособие / Г.Н. Александров. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2011. – 139 с.;
2. Ананичева С.С., Мызин А.Л., Шелюг С.Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования (часть 1). Электроэнергетические системы и сети Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. — 53 с.;
3. Ананичева, С. С. Электрические системы и сети. Примеры и задачи : учебное пособие для среднего профессионального образования / С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг ; под научной редакцией Е. Н. Котовой. — 2-е изд. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 179 с. — (Профессиональное образование). — ISBN 978-5-534-10375-5. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/495325> (дата обращения: 05.06.2022).;
4. Большаков М.В. Молодежь XXI века: шаг в будущее // Управление электроэнергетической системой с помощью автоматизированных средств диспетчерского управления нового поколения. – 2022 – 4. С.45-46;
5. Большаков М.В. Современные аспекты энергетики // Оптические трансформаторы тока: технологии и возможности. – 2020 – 29. С.81-82;
6. Большаков М.В., Лепехин Н.А. Современная школа России. Вопросы модернизации // Применение компенсации реактивной мощности как мероприятие для повышения пропускной способности линии электропередачи. – 2021 – 9-38. С.62-63;
7. В.А. Фокин. Воздушные линии // Эффективность применения отечественных инновационных высокопрочных и высокотемпературных проводов АСВТ. – 2019 – 2-53. С.70-76;
8. В.Н. Курьянов. Высоковольтные линии электропередачи. Провода // Инновационные высокоэффективные провода для линий электропередачи. – 2016 – 4-27. С.70-78;

9. Варыгина А.О., Савина Н.В. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики // Расчет длительно допустимого тока проводов нового поколения воздушных линий. – 2020 – 5-23. С.3-15;
10. Воропай, Н. И. Задачи повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления электроэнергетическими системами / Н.И. Воропай // Энергоэксперт, 2009. – №4 (15). – С. 36–41;
11. ГОСТ 17544–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220,330, 500 и 750 кВ. Технические условия (С Изменением N 1);
12. Зуев Э. Провода для ЛЭП // О классификации инновационных конструкций проводов воздушных ЛЭП. – 2013 – 3. С.18-23;
13. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : учеб. пособие / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 592 с.;
14. Казакул, А. А. Промышленные программновычислительные комплексы в электроэнергетике [Электронный ресурс]: метод, указ, для самостоятельной работы студентов / А. А. Казакул ; АмГУ, Эн. ф. – Благовещенск : Изд-во Амурского государственного университета, 2014. – 109 с. URL: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU Edition/6851.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU%20Edition/6851.pdf) (дата обращения: 05.05.2022);
15. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей: учеб. / ред. Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро, И.Г. Карапетян. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.;
16. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2012. – 256 с.;
17. Колосов С. Сети России // Новое поколение проводов ВЛ: пластиче-ски деформированные провода. – 2014 – 1-22. С.84-86;
18. Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 360 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-04321-1. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/489940>

(дата обращения: 05.06.2022).;

19. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118–2003/ Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281;

20. Неклепаев, Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2006. - 608 с.;

21. Неуймин, В. Г. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В.Г. Неуймин, Е. В.Машалов, А.С. Александров, А.А.Багрянцев – Екатеринбург, 2013. – 266 с.;

22. Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. (дата обращения: 01.05.2022);

23. Официальный сайт АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/future/gost-58670-2019/> (дата обращения 06.06.2022).;

24. Официальный сайт ООО «Тольятинский Трансформатор» <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform/145/1640/>;

25. Официальный сайт ПАО «НК Роснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<https://vsnk.rosneft.ru/about/> (дата обращения: 01.05.2022);

26. Официальный сайт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/consumers/disclosures_in_accordance_with_government_decree_of_21_01_2004_24/tariffs_for_electric_energy_transmission/ (дата обращения: 31.05.2022);

27. Официальный сайт Правительства Приморского края [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://primorsky.ru/> (дата обращения 06.06.2022).;

28. Подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ. СТО 56947007-29.240.014-2008 СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» 2008 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf> (дата обращения: 05.05.2022);

29. Попов, Е. Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи: Учебно-методическое пособие / Амурский гос. ун-т. г. Благовещенск, 1998. – 28с.;
30. Поспелов, Г.Е., Электрические системы и сети: уч. пособие для вузов / Г.Е. Поспелов. – Мн.: Высш. шк., 2008. - 308 с.;
31. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. - М. : изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.;
32. Приказ Министерство Энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 о порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://minjust.consultant.ru/documents/15511> – Дата обращения: 02.05.2022;
33. РД 153–34.0–20.527–09. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001;
34. Савина Н. В. Электроэнергетические системы и сети, часть первая [Электронный ресурс]: учебное пособие / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с. – URL:<http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSUEdition/7062.pdf>. (дата обращения 12.04.2022).;
35. Савина Н.В., Варыгина А.О. Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика // Анализ целесообразности применения существующих методических подходов проектирования к воздушным линиям нового поколения. – 2019 – № 1-22. – С.69-79.;
36. Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина. – Новосибирск : Наука, 2008. – 220 с.;
37. Савина, Н. В. Теория надежности в электроэнергетике : [учебное пособие] / Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. – 213 с.;
38. Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.;

39. Сахабетдинова И.У. Вестник Бурятского государственного университета. Математика, информатика // Задачи комплексного мониторинга в автоматизированных системах диспетчерского управления электроэнергетическими объектами. – 2012. – 1. С.49-58.;
40. СО 153-34.20.118-2003. «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281, 2003.;
41. СТО 56947007- 29.060.50.268-2019 Указания по проектированию ВЛ 220 кВ и выше с неизолированными проводами нового поколения;
42. СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании;
43. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ», 2010;
44. Схема и программа развития электроэнергетики приморского края на 2022-2027 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://primorsky.ru/authorities/executiveagencies/departments/energy/structure/sipr.php>;
45. Тарасов В.Б., Свткина М.Н. Машиностроение и компьютерные технологии // Интеллектуальные SCADA-системы: истоки и перспективы. – 2011. – №5. С.1-13;
46. Тертышников П.В. Cloud of science // Перспективы использования цифровых систем диспетчерского управления в электроэнергетике. – 2013. – №3-7. С. 17-22;
47. Тимашова Л.В. Современная энергетика // Повышение надежности воздушных линий электропередачи и оптимизация их проектирования при применении проводов нового поколения. – 2014 – 2-205. С.1-12.;
48. Уровень Инфляции в России// Уровень инфляции: URL: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html> (дата обращения: 30.05.2022);

49. Файбисович Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели сетей 35–1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.;

50. Шилин А.Н., Шилин А.А., Дементье С.С. Проблемы региональной энергетики // Информационно-измерительная система для мониторинга климатического воздействия на воздушные линии электропередачи. – 2020 – 1-53. С.23-32;

51. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М. : Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Таблица 68 – Расчет показателей надежности рассматриваемой подстанции

Тип	Элемент	Параметр								Вероятность отказа	Вероятность отказа с учетом разъединителя
		$\lambda_0, 1/\text{км} \cdot \text{год}$	$\lambda, 1/\text{год}$	L, км	$\lambda_{оп}$	$\lambda_{кз}$	$t_b, \text{часов}$	$\lambda_{пр}, 1/\text{год}$	$t_{пр}, \text{ч}$	$q = \lambda \cdot t_b$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выключатель 220 кВ	2	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	3	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	4	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	5	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	6	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	7	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Продолжение таблицы 68

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выключатель 220 кВ	8	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	9	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Трансформатор 250 МВА	10	0,035	0,035				60	0,75	28	0,000239726	0,000239726
Трансформатор 250 МВА	11	0,035	0,035				60	0,75	28	0,000239726	0,000239726
Выключатель 110 кВ	12	0,01	0,039		0,002	0,027	11	0,8	16	4,89726E-05	6,49543E-05
Разъединитель 110 кВ		0,01	0,01				7	0,834	3	7,99087E-06	
Выключатель 110 кВ	13	0,01	0,039		0,002	0,027	11	0,8	16	4,89726E-05	6,49543E-05
Разъединитель 110 кВ		0,01	0,01				7	0,834	3	7,99087E-06	
Выключатель 110 кВ	14	0,01	0,039		0,002	0,027	11	0,8	16	4,89726E-05	6,49543E-05
Разъединитель 110 кВ		0,01	0,01				7	0,834	3	7,99087E-06	
Шины 110 кВ	15	0,016	0,016				5	0,834	2	9,13242E-06	9,13242E-06
Шины 110 кВ	16	0,016	0,016				5	0,834	2	9,13242E-06	9,13242E-06
Выключатель 35 кВ	17	0,016	0,041		0,013	0,012	40	0,8	8	0,000187215	0,000200913
Разъединитель 35 кВ		0,01	0,01				6	0,834	4	6,84932E-06	

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Продолжение таблицы 68

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выключатель 35 кВ	18	0,016	0,041		0,013	0,012	40	0,8	8	0,000187215	0,000200913
Разъединитель 35 кВ		0,01	0,01				6	0,834	4	6,84932E-06	
Выключатель 35 кВ	19	0,016	0,041		0,013	0,012	40	0,8	8	0,000187215	0,000200913
Разъединитель 35 кВ		0,01	0,01				6	0,834	4	6,84932E-06	
ЛЭП 220	20	0,4	0,4	95,6			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959
ЛЭП 220	21	0,4	0,4	95,6			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959
ЛЭП 220	22	0,4	0,4	212			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959
Шины 220 кВ	23	0,013	0,013				5	0,834	3	7,42009E-06	7,42009E-06
Шины 220 кВ	24	0,013	0,013				5	0,834	3	7,42009E-06	7,42009E-06
ЛЭП 220	26	0,4	0,4	147			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959

Схема замещения ПС 220 кВ Восточный НХК изображена на рисунке 26.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

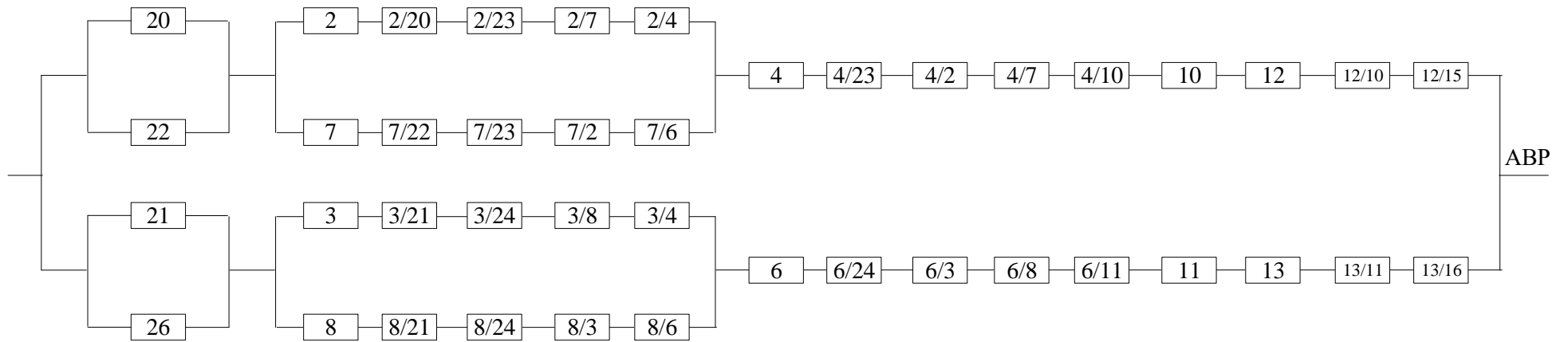


Рисунок 26 – Схема замещения ПС Восточный НХК

В таблице 69 приведен расчет показателей надежности.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Таблица 69 – Расчет показателей надежности

Вероятность отказа	Интенсивность отказа	Среднее время восстановления
$q_{27} = q_{20} + q_2 = 4,925 \times 10^{-4};$ $q_{28} = q_{22} + q_7 = 4,925 \times 10^{-4};$ $q_{29} = q_{21} + q_3 = 4,925 \times 10^{-4};$ $q_{30} = q_{26} + q_8 = 4,925 \times 10^{-4};$ $q_{31} = q_4 + q_{10} + q_{12} = 3,795 \times 10^{-4};$ $q_{32} = q_6 + q_{11} + q_{13} = 3,795 \times 10^{-4}.$	$\lambda_{27} = \lambda_{20} + \lambda_2 = 0,433;$ $\lambda_{28} = \lambda_{22} + \lambda_7 = 0,433;$ $\lambda_{29} = \lambda_{21} + \lambda_3 = 0,433;$ $\lambda_{30} = \lambda_{26} + \lambda_8 = 0,433;$ $\lambda_{31} = \lambda_4 + \lambda_{10} + \lambda_{12} = 0,117;$ $\lambda_{32} = \lambda_6 + \lambda_{11} + \lambda_{13} = 0,117.$	$t_{B27} = q_{101} / \lambda_{101} \times 8760 = 9,964;$ $t_{B28} = q_{102} / \lambda_{102} \times 8760 = 9,964;$ $t_{B29} = q_{103} / \lambda_{103} \times 8760 = 9,964;$ $t_{B30} = q_{104} / \lambda_{104} \times 8760 = 9,964;$ $t_{B31} = q_{105} / \lambda_{105} \times 8760 = 28,412;$ $t_{B32} = q_{106} / \lambda_{106} \times 8760 = 28,412.$
Вероятность отказа	Интенсивность отказа	Среднее время восстановления
$q_{33} = q_{27} \times q_{28} = 2,426 \times 10^{-7};$ $q_{34} = q_{29} \times q_{30} = 2,426 \times 10^{-7};$ $q_{35} = q_{33} + q_{31} = 3,797 \times 10^{-4};$ $q_{36} = q_{34} + q_{32} = 3,797 \times 10^{-4}.$	$\lambda_{33} = \lambda_{27} \times q_{28} + \lambda_{28} \times q_{27} = 4,265 \times 10^{-4};$ $\lambda_{34} = \lambda_{29} \times q_{30} + \lambda_{30} \times q_{29} = 4,265 \times 10^{-4};$ $\lambda_{35} = \lambda_{31} + \lambda_{33} = 0,117;$ $\lambda_{36} = \lambda_{32} + \lambda_{34} = 0,117.$	$t_{B33} = q_{33} / \lambda_{33} \times 8760 = 4,982;$ $t_{B34} = q_{34} / \lambda_{34} \times 8760 = 4,982;$ $t_{B35} = q_{35} / \lambda_{35} \times 8760 = 28,326;$ $t_{B36} = q_{36} / \lambda_{36} \times 8760 = 28,326.$
Вероятность отказа	Интенсивность отказа	Среднее время восстановления
$q_{37} = q_{35} \times q_{36} = 1,442 \times 10^{-7}.$	$\lambda_{37} = \lambda_{35} \times q_{36} + \lambda_{36} \times q_{35} = 8,918 \times 10^{-5}.$	$t_{B37} = q_{37} / \lambda_{37} \times 8760 = 14,163.$

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Расчет среднего времени безотказной работы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{111}} = 1,121 \cdot 10^4 \text{ лет};$$

Расчетное время безотказной работы:

$$T_{BC} = 0,105 \cdot \frac{1}{\lambda_{111}} = 1,177 \cdot 10^3 \text{ лет};$$

Таблица 70 – Расчет показателей надежности

Тип	Элемент	Параметр								Вероятность отказа	Вероятность отказа с учетом разъединителей
		$\lambda_0, 1/\text{км} \cdot \text{год}$	$\lambda, 1/\text{год}$	L, км	$\lambda_{оп}$	$\lambda_{кз}$	$t_b,$	$\lambda_{пр}, 1/\text{год}$	$t_{пр}, \text{ч}$	$q = \lambda \cdot t_b$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛЭП 220	1	0,4	0,4	167			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959
ЛЭП 220	2	0,4	0,4	27,5			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959
ЛЭП 220	3	0,4	0,4	27,5			9	1,8	24	0,000410959	0,000410959
Шины 220 кВ	4	0,013	0,013				5	0,834	3	7,42009E-06	7,42009E-06
Шины 220 кВ	5	0,013	0,013				5	0,834	3	7,42009E-06	7,42009E-06
Выключатель 220 кВ	6	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	7	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	8	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Продолжение таблицы 70

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выключатель 220 кВ	9	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	10	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	11	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Выключатель 220 кВ	12	0,016	0,023		0,004	0,003	25	0,8	15	6,56393E-05	8,1621E-05
Разъединитель 220 кВ		0,01	0,01				7	0,834	6	7,99087E-06	
Трансформато р 250 МВА	13	0,035	0,035				60	0,75	28	0,000239726	0,000239726
Трансформато р 250 МВА	14	0,035	0,035				60	0,75	28	0,000239726	0,000239726
Выключатель 110 кВ	15	0,01	0,039		0,002	0,027	11	0,8	16	4,89726E-05	6,49543E-05
Разъединитель 110 кВ		0,01	0,01				7	0,834	3	7,99087E-06	
Выключатель 110 кВ	16	0,01	0,039		0,002	0,027	11	0,8	16	4,89726E-05	6,49543E-05
Разъединитель 110 кВ		0,01	0,01				7	0,834	3	7,99087E-06	

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

Продолжение таблицы 70

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Выключатель 110 кВ	17	0,01	0,039		0,002	0,027	11	0,8	16	4,89726E-05	6,49543E-05
Разъединитель 110 кВ		0,01	0,01				7	0,834	3	7,99087E-06	
Выключатель 35 кВ	18	0,016	0,041		0,013	0,012	40	0,8	8	0,000187215	0,000200913
Разъединитель 35 кВ		0,01	0,01				6	0,834	4	6,84932E-06	
Выключатель 35 кВ	19	0,016	0,041		0,013	0,012	40	0,8	8	0,000187215	0,000200913
Разъединитель 35 кВ		0,01	0,01				6	0,834	4	6,84932E-06	
Выключатель 35 кВ	20	0,016	0,041		0,013	0,012	40	0,8	8	0,000187215	0,000200913
Разъединитель 35 кВ		0,01	0,01				6	0,834	4	6,84932E-06	
Шины 35 кВ	21	0,02	0,02				7	0,834	2	1,59817E-05	1,59817E-05
Шины 35 кВ	22	0,02	0,02				7	0,834	2	1,59817E-05	1,59817E-05
Шины 110 кВ	23	0,016	0,016				5	0,834	2	9,13242E-06	9,13242E-06
Шины 110 кВ	24	0,016	0,016				5	0,834	2	9,13242E-06	9,13242E-06

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

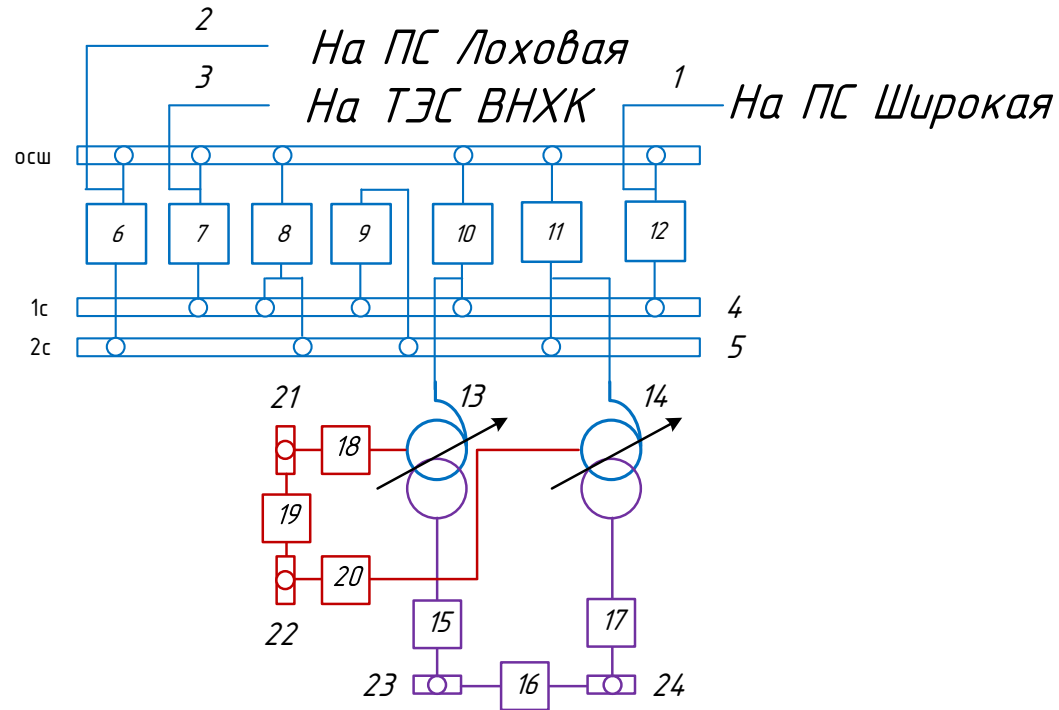


Рисунок 27 – Схема подстанции для шестого варианта

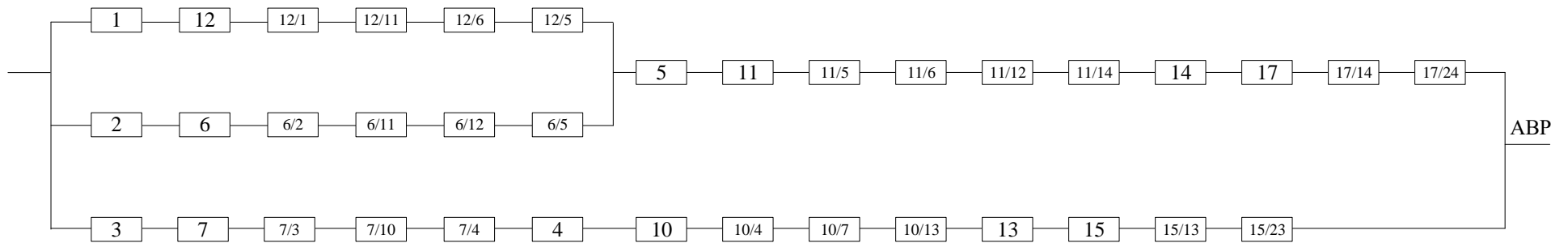


Рисунок 28 – Схема замещения для шестого варианта

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет показателей надежности

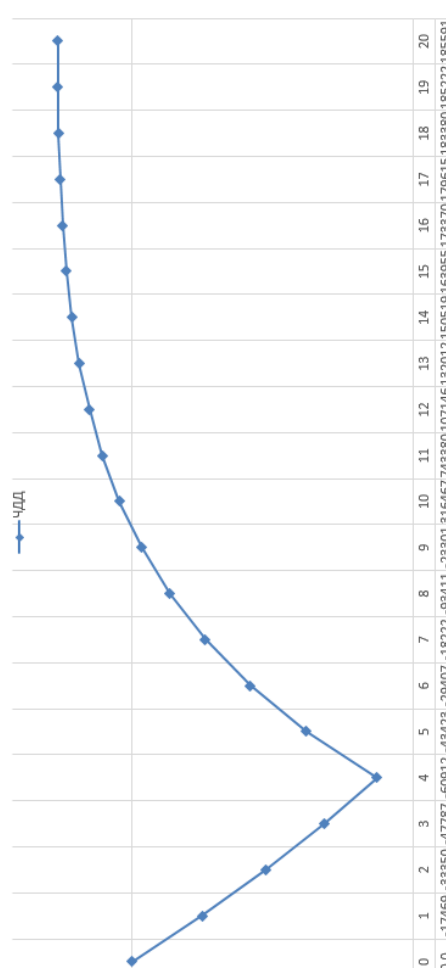
Таблица – Расчет показателей надежности

Вероятность отказа	Интенсивность отказа	Среднее время восстановления
$q_{25} = q_1 + q_{12} = 4,925 \times 10^{-4};$ $q_{26} = q_2 + q_6 = 4,925 \times 10^{-4};$ $q_{27} = q_3 + q_7 + q_4 + q_{10} + q_{13} + q_{15} = 8.862 \times 10^{-4};$ $q_{28} = q_5 + q_{11} + q_{14} + q_{17} = 3.937 \times 10^{-4}.$	$\lambda_{25} = \lambda_1 + \lambda_{12} = 0,433;$ $\lambda_{26} = \lambda_2 + \lambda_6 = 0,433;$ $\lambda_{27} = \lambda_3 + \lambda_7 + \lambda_4 + \lambda_{10} + \lambda_{13} + \lambda_{15} = 0,563;$ $\lambda_{28} = \lambda_5 + \lambda_{11} + \lambda_{14} + \lambda_{17} = 0,13.$	$t_{B25} = q_{25} / \lambda_{25} \times 8760 = 9,964;$ $t_{B26} = q_{26} / \lambda_{26} \times 8760 = 9,964;$ $t_{B27} = q_{27} / \lambda_{27} \times 8760 = 13,789;$ $t_{B28} = q_{28} / \lambda_{28} \times 8760 = 26,529.$
Вероятность отказа	Интенсивность отказа	Среднее время восстановления
$q_{29} = q_{25} \times q_{26} = 2,426 \times 10^{-7};$ $q_{30} = q_{29} \times q_{28} = 3,939 \times 10^{-47};$	$\lambda_{29} = \lambda_{25} \times \lambda_{26} + \lambda_{26} \times \lambda_{25} = 4,265 \times 10^{-4};$ $\lambda_{30} = \lambda_{28} + \lambda_{29} = 0,13;$	$t_{B29} = q_{29} / \lambda_{29} \times 8760 = 4,982;$ $t_{B30} = q_{30} / \lambda_{30} \times 8760 = 26,458;$
Вероятность отказа	Интенсивность отказа	Среднее время восстановления
$q_{31} = q_{27} \times q_{30} = 3,491 \times 10^{-7}.$	$\lambda_{31} = \lambda_{27} \times \lambda_{30} + \lambda_{30} \times \lambda_{27} = 3,374 \times 10^{-4}.$	$t_{B31} = q_{31} / \lambda_{31} \times 8760 = 9,065.$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет чистого дисконтированного дохода

год	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	
Капиталовложения в ПС, млн. руб.		5734277,0																				
Капиталовложения в ВЛ, млн. руб.		1253387,0																				
Исдержки по ПС, млн. руб.		286713,9																				
Исдержки по ПС, млн. руб.		10653,8																				
Капитальные вложения, тыс.руб.	1746916,0	1746916,0	1746916,0	1746916,0																		
Годовые издержки, тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7
Козф. дисконтирования	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб.	1746916,0	1588105,5	1443732,2	1312483,8	530196,5	481996,8	438178,9	398344,5	362131,3	329210,3	299282,1	272074,6	247340,6	224855,1	204413,7	185830,6	168936,9	153579,0	139617,3	126924,8	115386,2	115386,2
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	1746916,0	3335021,5	4778733,7	6091237,5	6621434,0	7103430,8	7541609,7	7939954,2	8320285,5	8631295,8	8950577,9	9202652,6	9449993,1	9674848,2	9879261,9	10065092,5	10234029,5	10387608,5	10527225,8	10654150,6	10769536,8	10769536,8
Доход	0,0	0,0	0,0	0,0	3336849,7	3033499,7	2737727,0	2507024,6	2279113,2	2071921,1	1883564,7	1712331,5	1556665,0	1415150,0	1286500,0	1169545,5	1063223,1	966586,5	878696,8	798815,3	726195,7	726195,7
График ЧДД	0,0	-1746916,0	-3335021,5	-4778733,7	-6091237,5	-4342320,8	-2940752,9	-1822266,8	-934111,3	-233019,5	316467,0	743380,7	1071467,8	1320128,7	1505192,1	1639554,1	1733703,4	1796154,8	1833805,7	1852229,8	1855917,6	1855917,6
Нагрузка ПС, МВт		249,8																				
Стоимость э/э, руб. кВтч		3,3																				
Потери мощности в режиме максимальных нагрузок, МВт		3,1																				
Стоимость потерь э/э, руб. кВтч		2,0																				
Коэффициент дисконтирования		0,1																				



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчет чистого дисконтированного дохода

год	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	
Капиталовложения в ПС, млн. руб.																						
Капиталовложения в ВЛ, млн. руб.																						
Издержки по ПС, млн. руб.																						
Издержки по ПС, млн. руб.																						
Капитальные вложения, тыс.руб.	1746916,0	1746916,0	1746916,0	1746916,0																		
Годовые издержки, тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7	776260,7
Кэфф. дисконтирования	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб.	1746916,0	1588105,5	1443732,2	1312483,8	530196,5	481996,8	438178,9	398344,5	362131,3	329210,3	299282,1	272074,6	247340,6	224855,1	204413,7	185830,6	168936,9	153579,0	139617,3	126924,8	115286,2	115286,2
Дисконтированные затраты, тыс.руб.	1746916,0	3335021,5	4778733,7	6091237,5	6621434,0	7103430,8	7541609,7	7939954,2	8302083,5	8631295,8	8930577,9	9202652,6	9449993,1	9674848,2	9879261,9	10065092,5	10234029,3	10387608,5	10527225,8	10654150,6	10769536,8	10769536,8
Доход	4885481,6	0,0	0,0	0,0	3336849,7	3033499,7	2757727,0	2507024,6	2279113,2	2071921,1	1883564,7	1712331,5	1556665,0	1415150,0	1286500,0	1169545,5	1063223,1	966566,5	878696,8	798813,3	726195,7	726195,7
график ЧДД	0,0	-1746916,0	-3335021,5	-4778733,7	-6091237,5	-7103430,8	-7939954,2	-8302083,5	-8631295,8	-8930577,9	-9202652,6	-9449993,1	-9674848,2	-9879261,9	-10065092,5	-10234029,3	-10387608,5	-10527225,8	-10654150,6	-10769536,8	-10769536,8	-10769536,8
Нагрузка ПС, МВт																						
Стоимость э/э, руб. кВтч																						
Потери мощности в режиме максимальных нагрузок, МВт																						
Стоимость потерь э/э, руб. кВтч																						
Коэффициент дисконтирования																						

